

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ПОГОДЖЕНО
**Директор ІННІ енергетики,
автоматики і енергозбереження**

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
**Завідувач кафедри
інженерії енергосистем**

_____/Каплун В.В./
(підпис)

« ____ » _____ 2026 р.

_____/Антипов Є.О./
(підпис)

« ____ » _____ 2026 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
**на тему: «Дослідження режимів роботи комбінованої системи електропостачання
офісної будівлі»**

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми: Освітньо-наукова
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Троханяк В. І.
(ПІБ)

**Керівник магістерської
кваліфікаційної роботи**

К.Т.Н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Макаревич С.С.
(ПІБ)

Виконав

(підпис)

Маринчук В.В.
(ПІБ)

КИЇВ – 2026

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
інженерії енергосистем

к.т.н доцент Антипов Є.О.
(ступінь, звання) (підпис) (ПІБ)
« ____ » _____ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ ЗДОБУВАЧУ**

Маринчуку Валентину Валентиновичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-наукова
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи «Дослідження режимів роботи комбінованої системи електропостачання офісної будівлі» затверджена наказом ректора Національного університету біоресурсів і природокористування України від 18.11.2024 р. № 2058 «С».

Термін подання завершеної роботи на кафедру 22.05.2026р
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи: Характеристика об'єкта; кліматичні дані;
технічні характеристики обладнання; економічні показники;

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Теоретичні основи та сучасний стан комбінованої системи електропостачання; 2. Аналіз об'єкта та моделювання графіків електроспоживання; 3. Дослідження режимів роботи та оптимізація параметрів системи; 4. Економічне обґрунтування та охорона праці

Перелік графічного матеріалу: презентація виконана в програмному середовищі MS Power Point

Дата видачі завдання «18» листопада 2024 р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи _____ Макаревич С.С
(підпис) (ПІБ)

Завдання прийняв до виконання _____ Маринчук В.В
(підпис) (ПІБ)

РЕФЕРАТ

Магістерська дипломна робота присвячена дослідженню режимів роботи комбінованої системи електропостачання (КСЕ) офісної будівлі. Об'єктом дослідження є типовий 12-поверховий бізнес-центр класу «А» загальною площею 15 000 м² у м. Київ, система електропостачання якого включає централізовану мережу 10 кВ, фотоелектричну сонячну електростанцію (СЕС) потужністю 150 кВт, LFP-акумуляторний накопичувач ємністю 200 кВт·год та систему управління енергетичними потоками (EMS).

Актуальність теми обумовлена нестабільністю об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України внаслідок збройної агресії, що спричиняє регулярні аварійні відключення електроенергії тривалістю від кількох годин до доби. Одночасно євроінтеграційний курс і директива EPBD зобов'язують переходити до стандарту nZEB із значною часткою відновлюваних джерел енергії. КСЕ на базі СЕС та АСНЕ є технічним рішенням, що одночасно підвищує надійність, знижує операційні витрати та зменшує вуглецевий слід будівлі.

Метою роботи є підвищення енергоефективності та надійності електропостачання офісної будівлі шляхом дослідження й оптимізації режимів роботи КСЕ (Мережа + СЕС + АСНЕ).

Робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаних джерел.

Розділ 1 присвячено теоретичним основам та сучасному стану КСЕ офісних будівель. Розглянуто три режими роботи (паралельний, автономний, peak-shaving), нормативно-правову базу України (Закон № 3220-IX щодо Net Billing, ДБН В.2.5-23:2010, ISO 50001), а також світовий досвід концепцій nZEB, BIPV та V2G/V2B.

Розділ 2 містить аналіз об'єкта дослідження та моделювання графіків електроспоживання. Встановлена потужність будівлі становить 750 кВт, розрахункова активна потужність (метод коефіцієнта попиту, $K_d = 0,7$) — 525 кВт. Виконано розрахунок навантажень 9 груп споживачів для літнього (активне

навантаження 133,55 кВт, повна потужність 177,89 кВА) та зимового (115,75 кВт та 151,74 кВА) режимів. Обґрунтовано вибір трансформаторної підстанції ТМГ-1000 кВА з коефіцієнтом завантаження 0,617 в аварійному режимі, що відповідає ПУЕ для II категорії надійності.

Розділ 3 є центральним і присвячений дослідженню трьох режимів роботи КСЕ та оцінці якості електроенергії. Досліджено паралельний режим з визначенням коефіцієнта самозабезпечення (34,5% у літній сонячний день). Проаналізовано автономний (острівний) режим: час переходу — менше 20 мс, тривалість автономної роботи від 1,65 год (повне навантаження 108,85 кВт) до 12 год (пріоритетне навантаження 15 кВт). Обґрунтовано застосування BESS для peak-shaving: пікове споживання знижено з 98,85 до 70,0 кВт (–29,2%), річна економія — 155 790 грн/рік. Показники якості електроенергії відповідають ДСТУ EN 50160: $THD_U = 1,9\%$, $THD_I = 4,7\%$ (норма $\leq 8\%$), відхилення напруги 3,97% (норма $\pm 5\%$), несиметрія 1,0% (норма $\leq 2\%$). Розрахований ресурс BESS при 122 циклах/рік перевищує 32 роки.

Розділ 4 містить техніко-економічне обґрунтування, екологічну оцінку та заходи з охорони праці. Загальний обсяг капітальних інвестицій — 5 327,2 тис. грн. Річна економія — 1 316,3 тис. грн/рік (51,0% — від генерації СЕС, 27,4% — від уникнення збитків при відключеннях, 11,8% — від peak-shaving). NPV за 10 років — 3 595,8 тис. грн, IRR = 23,4%, дисконтований термін окупності — 5,17 року. Уникнені викиди CO₂ — 71,4 т/рік, вуглецевий термін окупності — 2,52 роки. Ідентифіковано 7 класів НШВФ; усі проектні рішення відповідають нормам ПУЕ, НПАОП 40.1-1.21-98, IEC 62548 та IEC 62619.

У роботі вперше для умов ОЕС України та кліматичних умов м. Київ:

1) комплексно досліджено три режими роботи КСЕ офісної будівлі (паралельний, автономний та peak-shaving) в єдиній системі з grid-forming інверторами з кількісним визначенням коефіцієнта самозабезпечення (34,5% у літній день) та ресурсу BESS (понад 32 роки при 122 циклах/рік);

2) встановлено залежність тривалості автономного режиму від пріоритету навантаження (від 1,65 до 12 годин) та доведено достатність LFP-накопичувача

ємністю 180 кВт·год для забезпечення пріоритетних споживачів при 12-годинному відключенні в зимовий день;

3) виконано кількісну оцінку ефекту peak-shaving (зниження пікового споживання на 29,2%) із прив'язкою до чинного тарифного регулювання НКРЕКП та механізму Net Billing за Законом № 3220-IX.

Результати роботи мають безпосереднє практичне значення для проектування та експлуатації систем електропостачання комерційних будівель в Україні. Розроблена методика розрахунку режимів роботи КСЕ, алгоритм управління потоками потужності через EMS та обґрунтовані параметри обладнання (СЕС 150 кВт, BESS 200 кВт·год, GFI 2×100 кВт) можуть бути безпосередньо використані проектними організаціями при розробці технічних завдань на впровадження гібридних систем електропостачання.

Розраховані техніко-економічні показники ($NPV = 3\,595,8$ тис. грн, $IRR = 23,4\%$, дисконтований термін окупності 5,17 року) є практичним інструментом для обґрунтування інвестиційних рішень власниками бізнес-центрів. Визначений екологічний ефект (71,4 т CO_2 /рік) може використовуватись для формування корпоративної ESG-звітності.

За результатами виконаних досліджень зроблено такі висновки:

1. Добовий графік навантаження офісу характеризується вираженим піком у робочі години (08:00–18:00), що визначає доцільність впровадження СЕС з акумуляторами. Розрахункова потужність будівлі — 525 кВт при встановленій 750 кВт.

2. Паралельний режим забезпечує коефіцієнт самозабезпечення 34,5% у літній сонячний день, середньорічне покриття від СЕС — ~14%. EMS реалізує пріоритет: генерація СЕС → зарядження BESS → покриття навантаження → обмін з мережею.

3. Автономний режим гарантує перехід за менш ніж 20 мс та безперебійне живлення пріоритетних навантажень від 1,65 до 12 годин. При зимовому 12-годинному відключенні дефіцит енергії (130 кВт·год) не перевищує ємність BESS (180 кВт·год).

4. Peak-shaving знижує пікове споживання з 98,85 до 70,0 кВт (–29,2%), забезпечуючи річну економію ~155 790 грн/рік. ККД циклу BESS — 91,3%, ресурс — понад 32 роки.

5. Усі показники якості електроенергії відповідають ДСТУ EN 50160:2014: $THD_U = 1,9\%$, $THD_I = 4,7\%$, відхилення напруги 3,97%, несиметрія 1,0%, відхилення частоти $\pm 0,2$ Гц в острівному режимі.

6. Техніко-економічні показники: капітальні інвестиції — 5 327,2 тис. грн; річна економія — 1 316,3 тис. грн/рік; NPV (10 років) — 3 595,8 тис. грн; IRR = 23,4%; дисконтований термін окупності — 5,17 року; PI = 1,675.

7. Екологічний ефект: 71,4 т CO₂/рік, за 25 років — понад 1 632 т CO₂. Вуглецевий термін окупності — 2,52 роки. Додаткове скорочення: SO_x — 0,50 т/рік, NO_x — 0,28 т/рік.

8. Ідентифіковано 7 класів НШВФ; усі проектні рішення відповідають нормативним вимогам ПУЕ, НПАОП 40.1-1.21-98, ІЕС 62548 та ІЕС 62619.

Ключові слова: комбінована система електропостачання, режими роботи, надійність електропостачання, відновлювані джерела енергії, енергоефективність, накопичувачі енергії, офісна будівля.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП	10
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА СУЧАСНИЙ СТАН КОМБІНОВАНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	15
1.1. Аналіз комбінованих систем електропостачання офісних будівель	15
1.2. Огляд нормативно-правової бази та стандартів енергоефективності в Україні	17
1.3. Світовий досвід впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в міську забудову	18
1.4. Постановка задач дослідження	20
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА ТА МОДЕЛЮВАННЯ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ	22
2.1. Технічна характеристика офісної будівлі як об'єкта електроспоживання	22
2.2. Побудова добових та сезонних графіків навантаження офісного центру	24
2.3. Математичне моделювання генерації енергії сонячними панелями та вітроустановками для умов м. Києва	39
2.4. Методика розрахунку параметрів схеми заміщення комбінованої системи	50
РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ.....	68
3.1. Дослідження режимів паралельної роботи системи з державною енергомережею	68
3.2. Використання систем накопичення енергії (BESS) для згладжування піків навантаження	76
3.3. Оцінка якості електроенергії в комбінованій системі.....	79
РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ.....	84
4.1. Розрахунок економічної ефективності та терміну окупності системи.....	84
4.2. Аналіз екологічного ефекту від зменшення викидів CO ₂	91
4.3. Охорона праці та безпека при експлуатації електроустановок в офісній будівлі.....	95
ВИСНОВКИ.....	102
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	105

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ABP – Автоматичне введення резерву;

AEC – Атомна електростанція;

ACHE – Акумуляторна система накопичення енергії;

BESS (Battery Energy Storage System) — акумуляторна система накопичення енергії;

BIPV (Building-Integrated Photovoltaics) — фотоелектричні системи, інтегровані в будівлю;

BMS (Battery Management System) — система управління акумуляторними батареями;

ВДЕ – Відновлювані джерела енергії;

ВРП – Ввідно-розподільчий пристрій;

ГЕС – Гідроелектростанція;

GFI (Grid-Forming Inverter) — гібридний інвертор, що формує мережу;

ДБН – Державні будівельні норми;

ДСТУ – Державний стандарт України;

EMS (Energy Management System) — система управління енергетичними потоками;

EPBD (Energy Performance of Buildings Directive) — директива ЄС з енергетичних характеристик будівель;

ETS (Emission Trading System) — система торгівлі викидами ЄС;

ЄС – Європейський Союз;

ІТ – Інформаційні технології;

КСЕ – Комбінована система електропостачання;

КТП – Комплектна трансформаторна підстанція;

LCA (Life Cycle Assessment) — оцінка життєвого циклу;

LFP (Lithium Iron Phosphate) — літій-залізо-фосфатна акумуляторна хімія (LiFePO_4);

НМС – Нічна мінімальна ставка (тарифна зона);

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;

НПАОП – Нормативно-правовий акт з охорони праці;

НШВФ – Небезпечні та шкідливі виробничі фактори;

nZEB (Nearly Zero-Energy Building) — будівля з майже нульовим споживанням енергії;

ОЕС – Об'єднана енергетична система;

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок;

ПЗВ – Пристрій захисного відключення;

ЗІЗ – Засоби індивідуального захисту;

СЕС – Сонячна електростанція (фотоелектрична);

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) — система диспетчерського управління та збору даних;

ТЕС – Теплова електростанція;

ФЕС – Фотоелектрична станція;

HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning) — система опалення, вентиляції та кондиціювання;

V2B (Vehicle-to-Building) — технологія передачі енергії від електромобіля до будівлі;

V2G (Vehicle-to-Grid) — технологія передачі енергії від електромобіля до мережі;

ЯЕ – Якість електроенергії;

ЯРП – Ящик розподільчий пункт;

ВСТУП

Значущість обраної проблематики. Енергетична стійкість та самодостатність постають перед Україною як пріоритетні завдання у теперішній ситуації. Дестабілізація об'єднаної енергетичної системи (ОЕС), що стала наслідком збройного протистояння та цілеспрямованого руйнування потужностей з виробництва енергії та розподільчих мереж, тягне за собою періодичні перебої у постачанні струму, які можуть тривати від кількох годин аж до цілої доби. У подібних обставинах комерційні споруди, зокрема офісні комплекси категорії «А» та «В», несуть серйозні фінансові та функціональні втрати внаслідок зупинки роботи інформаційних систем, кліматичного обладнання та загалом припинення бізнес-процесів.

Водночас, загальносвітова тенденція до декарбонізації, а також євроінтеграційний вектор нашої країни (зокрема, Директива EPBD та нормативи nZEB) змушують як нових, так і поточних власників об'єктів нерухомості запроваджувати енергоефективні заходи, значною мірою спираючись на використання відновлюваних джерел енергії. Саме гібридна система електрозабезпечення, що складається з фотоелектричної сонячної електростанції (СЕС) та накопичувача енергії на базі акумуляторів (ACHE/BESS), являє собою таке технічне втілення, яке паралельно вирішує проблеми підвищення стійкості енергопостачання, мінімізації експлуатаційних витрат та зменшення екологічного відбитку споруд.

Хоча існує чимало закордонних наукових праць, присвячених мікромережам та інтегрованим системам, аспекти вдосконалення робочих параметрів КСЕ (комплексних сонячних електростанцій) з огляду на унікальні українські реалії — зокрема, кліматичні особливості інсоляції у районі Києва протягом року, чинну тарифікаційну політику НКРЕКП, запроваджений механізм Net Billing (відповідно до Закону № 3220-IX) та профільні національні норми (ДСТУ EN 50160, Правила улаштування електроустановок, Державні

будівельні норми В.2.5-23) — досі не отримали достатньої уваги у науковому розрізі й вимагають ґрунтового науково-технічного обґрунтування.

Відповідність роботи до наукових завдань та планів. Дана магістерська робота розроблена у межах навчальної програми підготовки здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Її тематика корелює з ключовими пріоритетами науково-технічного прогресу в Україні у сферах енергетики та енергозбереження, які закріплені у Законі України «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки».

Цілі та завдання наукового дослідження. Основною ціллю цієї магістерської роботи постає збільшення енергоощадності та стабільності електропостачання офісних споруд, що досягається шляхом вивчення й удосконалення режимів роботи комплексної комбінованої системи електропостачання (ОЕС + СЕС + АСНЄ).

Задля реалізації окресленої мети у звіті послідовно розв'язуються наступні завдання:

1) здійснити аналіз графіків споживання електроенергії типового офісного об'єкта, беручи до уваги сезонні коливання та особливості функціонування інженерних систем (клімат-контроль, освітлення, комп'ютерні мережі);

2) провести обчислення електричних потужностей об'єкта та аргументувати вибір апаратури для системи живлення;

3) вивчити режим спільної діяльності КСЕ з центральною електромережею та визначити рівень самодостатності будівлі за рахунок внутрішніх джерел генерації;

4) дослідити роботу системи в ізольованому (острівному) режимі у випадку аварійних перебоїв у мережі та обчислити тривалість забезпечення резервного живлення;

5) проаналізувати результативність використання акумуляторних систем накопичення енергії (BESS) для згладжування максимальних навантажень

(зрізання піків) та встановити фінансову вигоду від зменшення складової тарифу за потужність;

6) здійснити оцінку параметрів якості електроенергії у КСЕ згідно з чинними нормами ДСТУ EN 50160;

7) виконати розрахунково-технічне обґрунтування інтеграції КСЕ та визначити критерії прибутковості інвестиції (NPV, IRR, строк повернення коштів);

8) оцінити вплив на довкілля від впровадження фотоелектричної установки та провести аналіз потенційних професійних ризиків під час обслуговування КСЕ.

Предметом нашого дослідження є інтегрована система енергозабезпечення, призначена для дванадцятиповерхового офісного комплексу класу «А», що охоплює площу у 15 000 квадратних метрів, розташованого у столиці України, місті Києві. Ця система об'єднує стандартну мережу розподілу напругою 10 кВ, сонячну електростанцію (фотоелектричну СЕС) з робочою потужністю 150 кВт, літій-залізо-фосфатну (LFP) батарею для зберігання енергії об'ємом 200 кВт·год, а також спеціалізований комплекс для контролю та керування енергетичними потоками (EMS).

Предметом дослідження є режими функціонування гібридної системи забезпечення електроенергією офісного об'єкту (синхронний, ізольований, зрізання піків споживання), а також переміщення енергетичних потоків між різними джерелами виробництва, накопичувачем та споживачами, включно з метриками якості електропостачання, надійності та економічної доцільності цієї комбінованої системи.

Методи дослідження. Для виконання роботи були задіяні такі підходи: підхід коефіцієнта попиту — з метою обчислення електричних навантажень; балансово-енергетичний спосіб — для детального розгляду розподілу потужності у комплексних системах електропостачання (КСЕ); методики чистої приведеної вартості (NPV) та внутрішньої ставки дохідності (IRR) — для економічного обґрунтування технічних рішень; методика оцінювання

параметрів якості електроенергії відповідно до національного стандарту ДСТУ EN 50160 — для документального підтвердження відповідності системи встановленим нормам; техніка аналізу ризиків (матриця ризиків) — для визначення потенційно небезпечних чинників виробничого середовища під час експлуатації КСЕ.

Дана робота пройшла апробацію на дев'ятій Міжнародній науково-практичній конференції /23 жовтня 2025/ ред. І.В. Панасюка; Київський університет технологій та дизайну./ м. Київ, 2025. С 63-66.

Наукова новизна отриманих результатів. У цьому дослідженні вперше для специфічних умов Об'єднаної Енергосистеми України та кліматичних міста Києва було досягнуто наступного:

1) Проведено всебічний аналіз трьох експлуатаційних режимів КСЕ офісної споруди — паралельного, повністю автономного та обмеження піків (peak-shaving) — функціонуючих у зчепленій мережі з інверторами, здатними формувати сітку (grid-forming). При цьому визначено числові показники: коефіцієнт автономності (що сягнув 34,5% у літній період) та потенційний термін служби акумуляторної системи (понад 32 роки при інтенсивності 122 цикли на рік).

2) Виявлено кореляційний зв'язок між часом, протягом якого система може працювати автономно, та вагомістю пріоритетних навантажень (діапазон від 1,65 до 12 годин). Крім того, експериментально підтверджено, що літій-залізо-фосфатного (LFP) сховища енергії з потужністю 180 кВт·год цілком достатньо для безперебійного живлення найважливіших споживачів при 12-годинному знеструмленні протягом зимового дня;

3) Зроблено точну чисельну калькуляцію вигоди від застосування режиму зменшення пікового навантаження (що призвело до зниження пікового попиту на 29,2%), з урахуванням чинних правил тарифоутворення, встановлених НКРЕКП, а також механізму зворотного викупу (Net Billing), передбаченого Законом України № 3220-IX.

Важливість отриманих висновків для практики. Здобуті результати є безпосередньо корисними для етапу проектування й подальшої експлуатації електропостачальних мереж у комерційних об'єктах на території України. Розроблена методика розрахунку режимів роботи КСЕ, алгоритм управління потоками потужності через EMS та обґрунтовані параметри обладнання (СЕС 150 кВт, BESS 200 кВт·год, GFI 2·100 кВт) можуть бути безпосередньо використані проектними організаціями при розробці технічних завдань та робочої документації на впровадження гібридних систем електропостачання.

Отримані фінансово-економічні критерії (чиста приведена вартість (NPV) становить 3 595,8 тис. грн, внутрішня норма дохідності (IRR) досягає 23,4%, а дисконтований період повернення інвестицій визначено як 5,17 року) слугують дієвим підґрунтям для обґрунтування управлінських та власників рішень стосовно інвестування у бізнес-центри. Розрахований вплив на довкілля (скорочення викидів CO₂ на 71,4 т на рік) цілком придатний для включення до корпоративної звітності з питань екології, соціальної відповідальності та управління (ESG).

Структура та обсяг роботи. Магістерська дипломна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, переліку умовних позначень та списку використаних джерел. Розділ 1 присвячено теоретичним основам та сучасному стану комбінованих систем електропостачання. У Розділі 2 виконано аналіз об'єкта дослідження та моделювання графіків електроспоживання. Розділ 3 містить дослідження режимів роботи та оцінку якості електроенергії. У Розділі 4 представлено економічне обґрунтування, екологічну оцінку та заходи з охорони праці.

РОЗДІЛ 1

ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА СУЧАСНИЙ СТАН КОМБІНОВАНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Аналіз комбінованих систем електропостачання офісних будівель

Сучасні офісні споруди—це складні енергетичні об'єкти зі специфічним графіком електричного навантаження. Їхня особливість полягає в тому, що пік споживання електроенергії збігається з робочим часом (зазвичай з 08:00 до 18:00), що робить їх слухними об'єктами для впровадження комбінованих систем електропостачання (КСЕ), зокрема на базі сонячних електростанцій (СЕС).

Комбінована система електропостачання офісної будівлі — це інтегрований комплекс, що поєднує централізовану мережу, локальні відновлювані джерела енергії (ВДЕ), системи накопичення енергії (АСНЕ - акумуляторні системи накопичення енергії) та, за потреби, резервні генератори (дизельні або газопоршневі).

Основні режими роботи КСЕ офісної будівлі:

1. Робота з паралельним підключенням до системи: Це базовий спосіб функціонування, коли нестача потужності від відновлюваних джерел покривається з загальної мережі, а надлишки можуть або продаватися (згідно з правилами Net Billing), або акумулюватися.

2. Режим ізольованої роботи (острівний): Застосовується у випадку відключення зовнішньої електромережі. Забезпечення живленням життєво важливих об'єктів (серверні потужності, аварійне освітлення) здійснюється завдяки системам акумулювання енергії (АСНЕ) та допоміжним генераторам.

3. Функція згладжування пікових навантажень (Peak Shaving): Застосування систем накопичення для зменшення обсягів електроенергії, що споживається з

мережі, протягом періодів найвищого попиту чи найвищих тарифів на електроенергію.

Таблиця 1.1

Порівняльна характеристика джерел енергії в КСЕ офісної будівлі

Джерело енергії	Переваги	Недоліки	Роль у системі
Зовнішня мережа	Висока потужність, стабільність (за нормальних умов)	Залежність від тарифів, ризик блекаутів	Базове або балансує джерело
Сонячні панелі (ФЕС)	Безкоштовна енергія, екологічність, збіг генерації з графіком роботи офісу	Залежність від погоди та часу доби, потребує площі на даху/фасаді	Основне джерело в денний час
Системи накопичення (АСНЕ)	Миттєве реагування, стабілізація напруги, можливість зміщення графіка навантаження	Висока капітальна вартість, обмежений термін служби (циклічність)	Резервування, балансування, Peak Shaving
Дизель-генератор	Довготривала автономність, незалежність від сонця	Викиди CO ₂ , шум, необхідність запасу палива, повільний запуск	Глибоке резервування (Tier 3/4)

У таблиці наведено аналіз базових компонентів, що формують архітектуру комбінованої мережі офісного центру. Ефективність системи залежить від синергетичної взаємодії цих джерел через систему управління (EMS — Energy Management System).

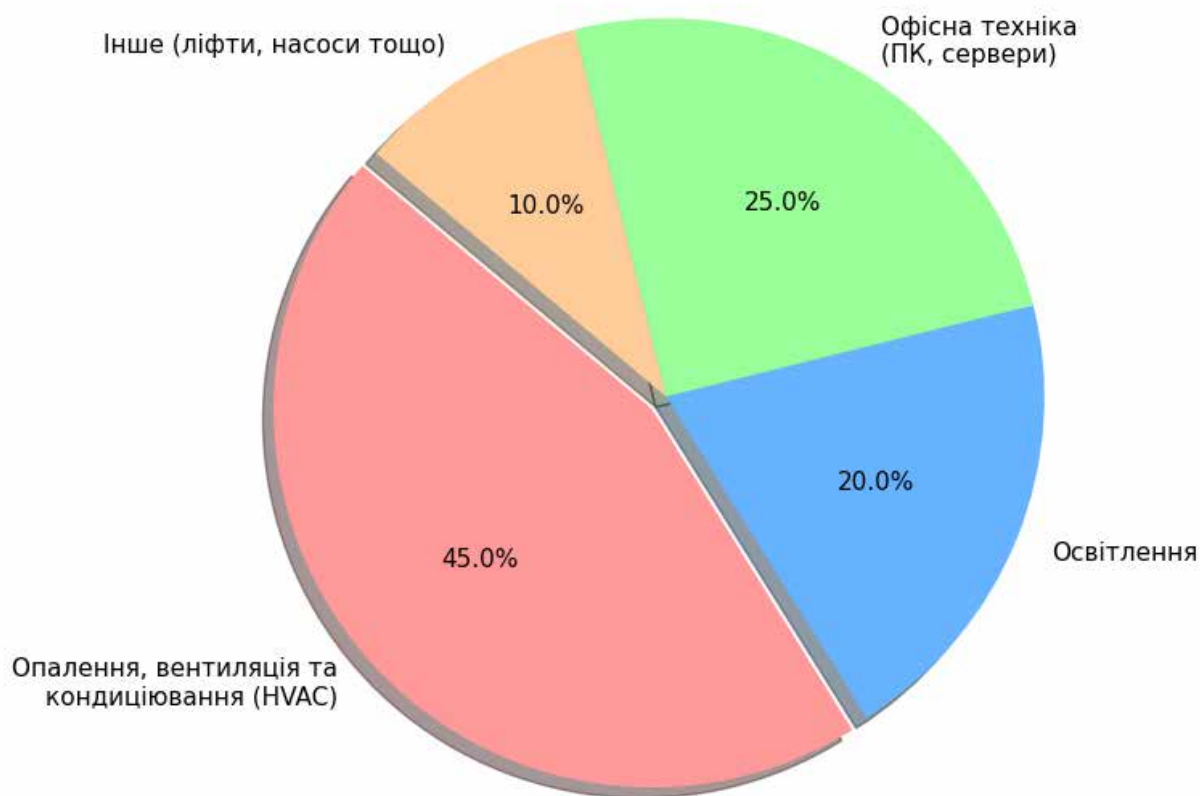


Рис. 1.1. Типова структура електроспоживання офісної будівлі

1.2. Огляд нормативно-правової бази та стандартів енергоефективності в Україні

Запровадження комбінованих систем електропостачання на території України підлягає суворому регулюванню з боку чинного законодавства та державних будівельних стандартів (ДБН). Протягом останніх років ми спостерігаємо швидке приведення національної нормативної бази у відповідність до європейських положень (*Acquis communautaire*) стосовно енергетичного сектору.

Основні законодавчі акти:

1. Закон України «Про енергетичну ефективність будівель»: Встановлює вимоги до сертифікації енергетичної ефективності. Офісні будівлі класу «А» та «В» повинні відповідати жорстким критеріям споживання первинної енергії.

2. Закон України № 3220-IX (щодо відновлення та зеленої трансформації енергетичної системи): Цей законодавчий акт здійснив докорінну трансформацію підходів, замінивши звичну систему «зеленого тарифу» на запровадження системи Net Billing (чистий облік). У контексті комерційних офісних приміщень, це відкриває шлях до реалізації надлишку електроенергії, виробленої з сонця, до загальної мережі за вартістю, що формується ринком, а отримані фінансові ресурси стають доступними для покриття витрат на енергоспоживання у періоди відсутності генерації (вночі чи протягом зимового сезону).

3. ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення»: Цей нормативний документ встановлює вимоги до категорій надійності електропостачання. Офісні споруди, з огляду на їхню поверховість та призначення, класифікуються або як II, або як I категорія. Це, своєю чергою, обумовлює необхідність забезпечення двома незалежними джерелами живлення (що частково може бути задоволено завдяки використанню АСНЧ).

Впровадження стандартів ISO 50001 (Системи енергетичного керування) стає нормою для великих бізнес-центрів, що вимагає глибокої інтеграції систем диспетчеризації (SCADA, BMS) задля моніторингу роботи КСЕ.

1.3. Світовий досвід впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в міську забудову

Світова тенденція у спорудженні комерційної нерухомості еволюціонує від звичайного зменшення енергоспоживання до творення споруд, що самі виробляють енергію.

Ключові концепції:

- BIPV (Building-Integrated Photovoltaics): Інтегровані у споруду фотоелектричні системи. Склопакети, фасадні панелі та дахові матеріали самі є

сонячними батареями. Це надзвичайно актуально для хмарочосів, де майданчик даху замалий для класичних СЕС, але є величезна площа скління.

- **nZEB (Nearly Zero-Energy Buildings):** Будівлі з майже нульовим рівнем споживання енергії. Відповідно до директиви ЄС EPBD (Energy Performance of Buildings Directive), усі нові громадські та комерційні споруди в Європі мають відповідати цьому стандарту. Енергія, що споживається, повинна здебільшого вироблятися з ВДЕ на місці або поруч.

- **V2G/V2B (Vehicle-to-Grid / Vehicle-to-Building):** Офісні паркувальні зони з двонаправленими зарядними станціями. Електромобілі працівників можуть слугувати як гігантська розподілена акумуляторна батарея для споруди, згладжуючи піки споживання.

Таблиця 1.2

Еволюція концепцій енергоефективних будівель

Концепція	Рівень споживання (кВт·год/м ² на рік)	Роль ВДЕ в будівлі	Основний акцент
Традиційна будівля	150 - 300+	Відсутня або мінімальна	Задоволення базових потреб
Passive House	< 15	Не обов'язкова, але вітається	Максимальна теплоізоляція, рекуперація
nZEB	Близько 0	Обов'язкова (компенсує більшу частину витрат)	Баланс між низьким споживанням та власною генерацією
Plus Energy Building	Від'ємне	Генерує більше, ніж споживає	Будівля як активний учасник енергоринку

Таблиця унаочнює зміну парадигми від пасивного енергозбереження до діяльної генерації. Офісні споруди майбутнього (Plus Energy) стануть не споживачами, а постачальниками енергії у міську мережу.

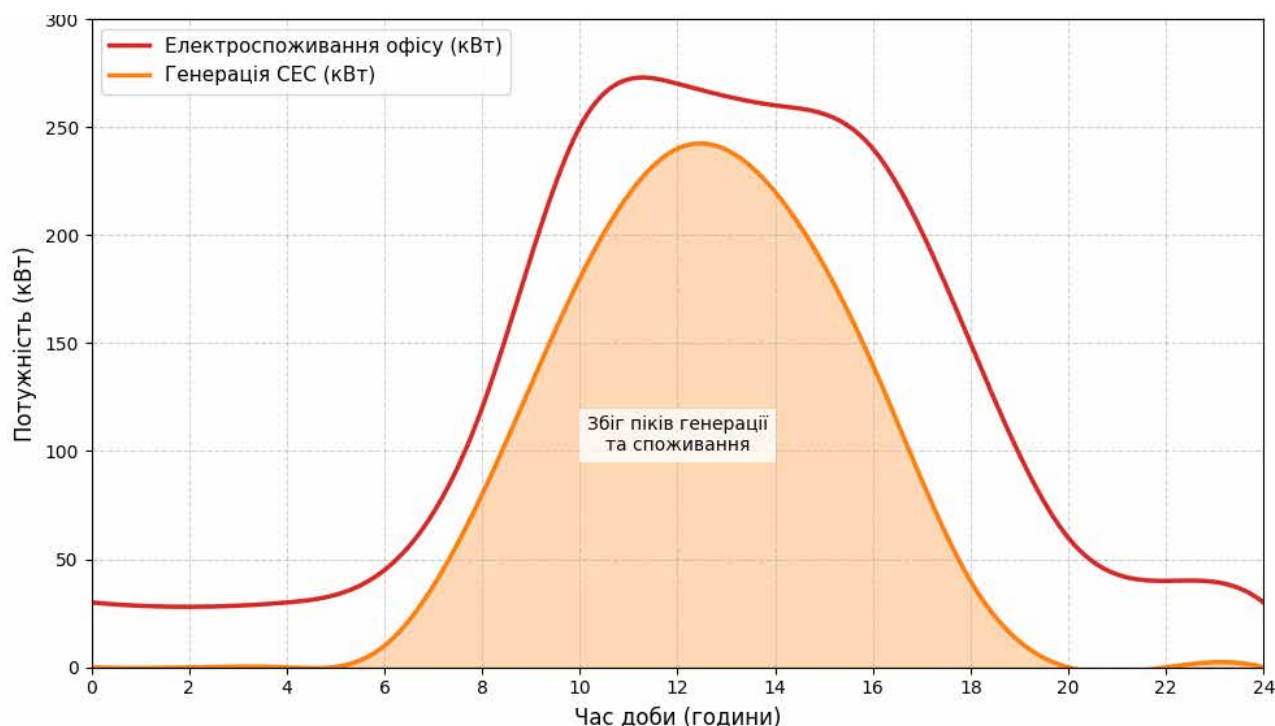


Рис. 1.2. Добовий баланс потужності офісної будівлі (літній період)

Графік показує високий ступінь зв'язку між часом найбільшого виробництва сонячної енергії та годинами роботи установи. Однак, помічається нестача енергії у ранкові та вечірні часи цього періоду, що підтверджує потребу у прорахунку режимів роботи накопичувальних систем (АСНЕ) для покриття цих нестач.

1.4. Постановка задач дослідження

На основі проведеного аналізу стану питання, теоретичних засад та світового досвіду, виникає науково-практична потреба у детальному дослідженні режимів роботи комбінованих систем для умов України.

Метою даної магістерської роботи є підвищення енергоефективності та надійності електропостачання офісної будівлі шляхом оптимізації режимів роботи КСЕ (Мережа + СЕС + АСНЕ).

Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно вирішити наступні задачі дослідження:

1) проаналізувати графіки електричного навантаження типової офісної будівлі з урахуванням сезонності та специфіки роботи інженерних систем (HVAC, освітлення, IT-інфраструктура);

2) виконати розрахунок електричних навантажень будівлі та обґрунтувати вибір силового обладнання системи електропостачання;

3) дослідити режим паралельної роботи КСЕ з державною енергомережею та визначити коефіцієнт самозабезпечення будівлі від власних джерел генерації;

4) проаналізувати автономний (острівний) режим роботи системи при аварійних відключеннях мережі та розрахувати тривалість резервного живлення;

5) дослідити ефективність застосування BESS для згладжування піків навантаження (peak-shaving) та визначити економічний ефект від зниження потужнісної складової тарифу;

6) оцінити показники якості електроенергії в КСЕ згідно з вимогами ДСТУ EN 50160;

7) виконати техніко-економічне обґрунтування впровадження КСЕ та розрахувати показники інвестиційної ефективності (NPV, IRR, термін окупності);

8) оцінити екологічний ефект від впровадження фотоелектричної системи та виконати аналіз небезпечних виробничих факторів при обслуговуванні електроустановок КСЕ.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ОБ’ЄКТА ТА МОДЕЛЮВАННЯ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

2.1. Технічна характеристика офісної будівлі як об’єкта електроспоживання

Для дослідження обрано типову офісну будівлю класу «А», розташовану в м. Києві. Будівля є 12-поверховим бізнес-центром із загальною площею 15000 м².

Розрахункове електричне навантаження офісної будівлі визначається методом коефіцієнта попиту. Максимальна розрахункова активна потужність будівлі обчислюється за формулою:

$$P_m = K_d \cdot \sum_{(i=1)}^n P_{nom,i} , \quad (2.1)$$

де K_d — узагальнений коефіцієнт попиту для офісних будівель (приймається на рівні 0.65–0.75 залежно від насиченості обладнанням); $\sum P_{nom,i}$ — сумарна встановлена потужність усіх струмоприймачів.

При питомому навантаженні 0.05 кВт/м² для сучасних офісів, загальна встановлена потужність становить $P_{nom} = 15000 \cdot 0.05 = 750$ кВт.

Розрахункова активна потужність:

$$P_m = 0.7 \cdot 750 = 525 \text{ кВт}$$

Розрахункова повна потужність будівлі (за умови $\cos\varphi = 0.85$ до компенсації):

$$S_m = \frac{P_m}{\cos\varphi} = \frac{525}{0.85} = 617.6 \text{ кВА} \quad (2.2)$$

Для забезпечення II категорії надійності встановлено двотрансформаторну підстанцію. Коефіцієнт завантаження трансформаторів (ТМГ-1000 кВА) у нормальному режимі:

$$K_{load} = \frac{S_m}{N \cdot S_{nom}} = \frac{617.6}{2 \cdot 1000} = 0.308 \quad (2.3)$$

В аварійному режимі (відключення одного трансформатора) навантаження повністю переходить на другий, і його завантаження складе $K_{load.av} = 0.617$, що відповідає нормам ПУЕ.

Таблиця 2.1

Технічні характеристики силового обладнання будівлі

Найменування обладнання	Тип / Марка	Технічні параметри	Кількість	Примітка
Силовий трансформатор	ТМГ-1000/10/0,4	$S_{nom}=1000$ кВА, $U_k=6\%$, схема Y/Yn-0	2	Двотрансформаторна підстанція
Живильний кабель 10 кВ	АПвПуг-10	3·(1·120), алюміній, ізоляція із зшитого поліетилену	2 ліній	Прокладка в траншеї/каналі
Розподільчі кабелі 0,4 кВ	ВВГнг-ls	Перерізи від 3·4 до 4·185 мм ² , мідь	48 ліній	Внутрішня розводка по поверххах
Ввідно-розподільчий пристрій	ВРП-1	$I_{nom}=1600$ А, з автоматичним введенням резерву (АВР)	1	Секціонована система шин
Конденсаторна установка	УКМ 0,4	$Q_{nom}=250$ кВАр, крок регулювання 25 кВАр	2	Автоматична компенсація реактивної потужності

У таблиці подано параметри головної ланки системи електропостачання. Добір трансформаторів ТМГ зумовлений їхньою герметичністю та низькими втратами холостого ходу. Кабелі марки ВВГнг-ls відповідають нормам пожежної безпеки для громадських споруд (низьке димоутворення).

2.2. Побудова добових та сезонних графіків навантаження офісного центру

У табл. 2.1 вказані споживачі напругою 0,38 кВ, що живляться від проекрованої КТП.

Таблиця 2.2

Розрахунок електричного навантаження комплектної трансформаторної підстанції

№	Навантаження	К-ть	Потужність	Встановлена потужність	К-ть одночасності	К-ть реактивної потужності		Споживана потужність (активна)	Реактивна потужність	Трансформаторна потужність	Макс. розр. струм	Щит
		шт	P, кВт	P _y , кВт	K _c	Cos φ	tg φ	P _p = P _y ·K _c , кВт	Q _p = P _p ·tg φ, кВар	S _p = √P _p ² + Q _p ² , кВА	I _p = $\frac{S}{\sqrt{3}}$ · U, А	
Літо												
1	Робоче освітлення	-	25,50	25,50	0,9	0,92	1,43	22,95	32,82	40,05	60,85	ЯРП-250-1
2	Комп'ютерне навантаження	50	0,50	25,00	0,8	0,75	0,88	20,00	17,60	26,64	40,48	ЯРП-250-1
3	Принтери	30	1,00	30,00	0,7	0,8	0,75	21,00	15,75	26,25	39,88	ЯРП-250-1
4	Сервери	-	7,00	7,00	1,00	0,75	0,88	7,00	6,16	9,32	14,17	ЯРП-250-2

Продовження таблиці 2.2

5	Ліфт	-	7,60	7,60	1,00	0,65	1,17	7,60	8,89	11,70	17,77	ЯРП-250-2
6	Кондиціонери	-	36,00	36,00	0,80	0,80	0,75	28,80	21,60	36,00	54,70	ЯРП-250-2
7	Аварійне освітлення	-	8,20	8,20	1,00	0,92	0,43	8,20	3,53	8,93	13,56	ЯРП-250-3
8	Побутове навантаження	-	25,00	25,00	0,5	0,85	0,62	12,50	7,75	14,71	22,34	ЯРП-250-3
9	Зовнішнє освітлення та освітлення фасадів	-	5,50	5,50	1,00	0,85	0,62	5,50	3,41	6,47	9,83	ЯРП-250-3
-	Всього	-	-	169,80	-	-	-	133,55	117,51	177,89	270,28	-
Зима												
1	Робоче освітлення	-	25,50	25,50	0,9	0,92	1,43	22,95	32,82	40,05	60,85	ЯРП-250-1
2	Комп'ютерне навантаження	50	0,50	25,00	0,8	0,75	0,88	20,00	17,60	26,64	40,48	ЯРП-250-1
3	Принтери	30	1,00	30,00	0,7	0,8	0,75	21,00	15,75	26,25	39,88	ЯРП-250-1
4	Сервери	-	7,00	7,00	1,00	0,75	0,88	7,00	6,16	9,32	14,17	ЯРП-250-2
5	Ліфт	-	7,60	7,60	1,00	0,65	1,17	7,60	8,89	11,70	17,77	ЯРП-250-2
6	Кондиціонери	-	0	0	0,80	0,80	0,75	0	0	0	0	ЯРП-250-2
7	Аварійне освітлення	-	8,20	8,20	1,00	0,92	0,43	8,20	3,53	8,93	13,56	ЯРП-250-3
8	Побутове навантаження	-	25,00	25,00	0,5	0,85	0,62	12,50	7,75	14,71	22,34	ЯРП-250-3

Продовження таблиці 2.2

9	Зовнішнє освітлення та освітлення фасадів	-	5,50	5,50	1,00	0,85	0,62	5,50	3,41	6,47	9,83	ЯРП-250-3
10	Електроопалення	-	11,00	11,00	1,00	0,98	0,20	11,00	2,20	11,22	17,04	ЯРП-250-3
-	Всього	-	-	144,80	-	-	-	115,75	98,11	151,74	230,55	-

Споживана потужність (активна)

$$P_p = P_y \cdot K_c , \quad (2.4)$$

де P_y – встановлена потужність;

K_c – К-ть одночасності;

Реактивна потужність

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi , \quad (2.5)$$

де P_p – споживана потужність (активна);

$\operatorname{tg} \varphi$ – К-ть реактивної потужності;

Трансформаторна потужність

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} , \quad (2.6)$$

де P_p – споживана потужність (активна);

Q_p – реактивна потужність;

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} , \quad (2.7)$$

де S – потужність;

U – напруга;

Літо

Робоче освітлення:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 25,50 \cdot 0,9 = 22,95 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 22,95 \cdot 1,43 = 32,82 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{22,95^2 + 32,82^2} = 40,05 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{40,05}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 60,85 \text{ А}$$

Комп'ютерне навантаження:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 25 \cdot 0,8 = 20 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 20 \cdot 0,88 = 17,60 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{20^2 + 17,60^2} = 26,64 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{26,64}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 40,48 \text{ А}$$

Принтери:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 30 \cdot 0,7 = 21 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 21 \cdot 0,75 = 15,75 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{21^2 + 15,75^2} = 26,25 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{26,25}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 39,88 \text{ А}$$

Сервери:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 7 \cdot 1,0 = 7 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 7 \cdot 0,88 = 6,16 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{7^2 + 6,16^2} = 9,32 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{9,32}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 14,17 \text{ А}$$

Ліфт:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 7,60 \cdot 1,0 = 7,60 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 7,60 \cdot 1,17 = 8,89 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{7,60^2 + 8,89^2} = 11,70 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{11,70}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 17,77 \text{ А}$$

Кондиціонери:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 36 \cdot 0,80 = 28,80 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 28,80 \cdot 0,75 = 21,60 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{28,80^2 + 21,60^2} = 36 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{36}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 54,70 \text{ А}$$

Аварійне освітлення:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 8,20 \cdot 1,00 = 8,20 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 8,20 \cdot 0,43 = 3,53 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{8,20^2 + 3,53^2} = 8,93 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{8,93}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 13,56 \text{ А}$$

Побутове навантаження:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 25 \cdot 0,5 = 12,5 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 12,5 \cdot 0,62 = 7,75 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{12,5^2 + 7,75^2} = 14,71 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{14,71}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 22,34 \text{ А}$$

Зовнішнє освітлення та освітлення фасадів:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 5,5 \cdot 1,00 = 5,5 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 5,5 \cdot 0,62 = 3,41 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{5,5^2 + 3,41^2} = 6,47 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{6,47}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 9,83 \text{ А}$$

Зима

Робоче освітлення:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 25,50 \cdot 0,9 = 22,95 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 22,95 \cdot 1,43 = 32,82 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{22,95^2 + 32,82^2} = 40,05 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{40,05}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 60,85 \text{ А}$$

Комп'ютерне навантаження:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 25 \cdot 0,8 = 20 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 20 \cdot 0,88 = 17,60 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{20^2 + 17,60^2} = 26,64 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{26,64}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 40,48 \text{ A}$$

Принтери:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 30 \cdot 0,7 = 21 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 21 \cdot 0,75 = 15,75 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{21^2 + 15,75^2} = 26,25 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{26,25}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 39,88 \text{ A}$$

Сервери:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 7 \cdot 1,0 = 7 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 7 \cdot 0,88 = 6,16 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{7^2 + 6,16^2} = 9,32 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{9,32}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 14,17 \text{ A}$$

Ліфт:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 7,60 \cdot 1,0 = 7,60 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 7,60 \cdot 1,17 = 8,89 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{7,60^2 + 8,89^2} = 11,70 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{11,70}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 17,77 \text{ A}$$

Кондиціонери:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 0 \cdot 0,80 = 0 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 0 \cdot 0,75 = 0 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_{p^2}} + Q_{p^2} = \sqrt{0^2} + 0^2 = 0 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{0}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 0 \text{ А}$$

Аварійне освітлення:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 8,20 \cdot 1,00 = 8,20 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 8,20 \cdot 0,43 = 3,53 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_{p^2}} + Q_{p^2} = \sqrt{8,20^2} + 3,53^2 = 8,93 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{8,93}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 13,56 \text{ А}$$

Побутове навантаження:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 25 \cdot 0,5 = 12,5 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 12,5 \cdot 0,62 = 7,75 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_{p^2}} + Q_{p^2} = \sqrt{12,5^2} + 7,75^2 = 14,71 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{14,71}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 22,34 \text{ А}$$

Зовнішнє освітлення та освітлення фасадів:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 5,5 \cdot 1,00 = 5,5 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 5,5 \cdot 0,62 = 3,41 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_{p^2}} + Q_{p^2} = \sqrt{5,5^2} + 3,41^2 = 6,47 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{6,47}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 9,83 \text{ А}$$

Електроопалення:

$$P_p = P_y \cdot K_c = 11 \cdot 1,00 = 11 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 11 \cdot 0,20 = 2,2 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{11^2 + 2,2^2} = 11,22 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{11,22}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 17,04 \text{ А}$$

Графік навантаження офісу має яскраво виражений піковий характер у робочі години. Взимку навантаження зростає за рахунок інтенсивного освітлення та роботи систем електрообігріву, а влітку — через пікові навантаження систем кондиціонування.

Для аналізу режимів роботи КСЕ необхідно кількісно оцінити нерівномірність графіків навантаження.

1. Середньодобова активна потужність:

$$P_{\text{avg}} = \frac{W_a}{24} = \frac{(\sum_{i=1}^{24} P_i \cdot \Delta t_i)}{24} \quad (2.8)$$

За даними зимового графіка, добове споживання $W_a = 7850 \text{ кВт} \cdot \text{год}$.

2. Середньоквадратична (ефективна) потужність, яка визначає теплові втрати в кабелях та трансформаторах:

$$P_{\text{rms}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^2 \cdot \Delta t_i}{24}} \quad (2.9)$$

Для вказаного графіка розрахункове значення становить $P_{\text{rms}} = 405.2 \text{ кВт}$.

3. Коефіцієнт форми графіка:

$$K_f = \frac{P_{\text{rms}}}{P_{\text{avg}}} = \frac{405.2}{327.08} = 1.23 \quad (2.10)$$

4. Коефіцієнт заповнення графіка навантаження (демонструє ступінь нерівномірності):

$$K_{\text{fill}} = \frac{P_{\text{avg}}}{P_{\text{max}}} = \frac{327.08}{620} = 0.527 \quad (2.11)$$

Низький коефіцієнт заповнення (0.527) математично доводить високу нерівномірність споживання (наявність гострих піків у робочі години та глибоких провалів вночі). Це є прямим підґрунтям для необхідності впровадження акумуляторних систем накопичення енергії (АСНЕ) для вирівнювання графіка.

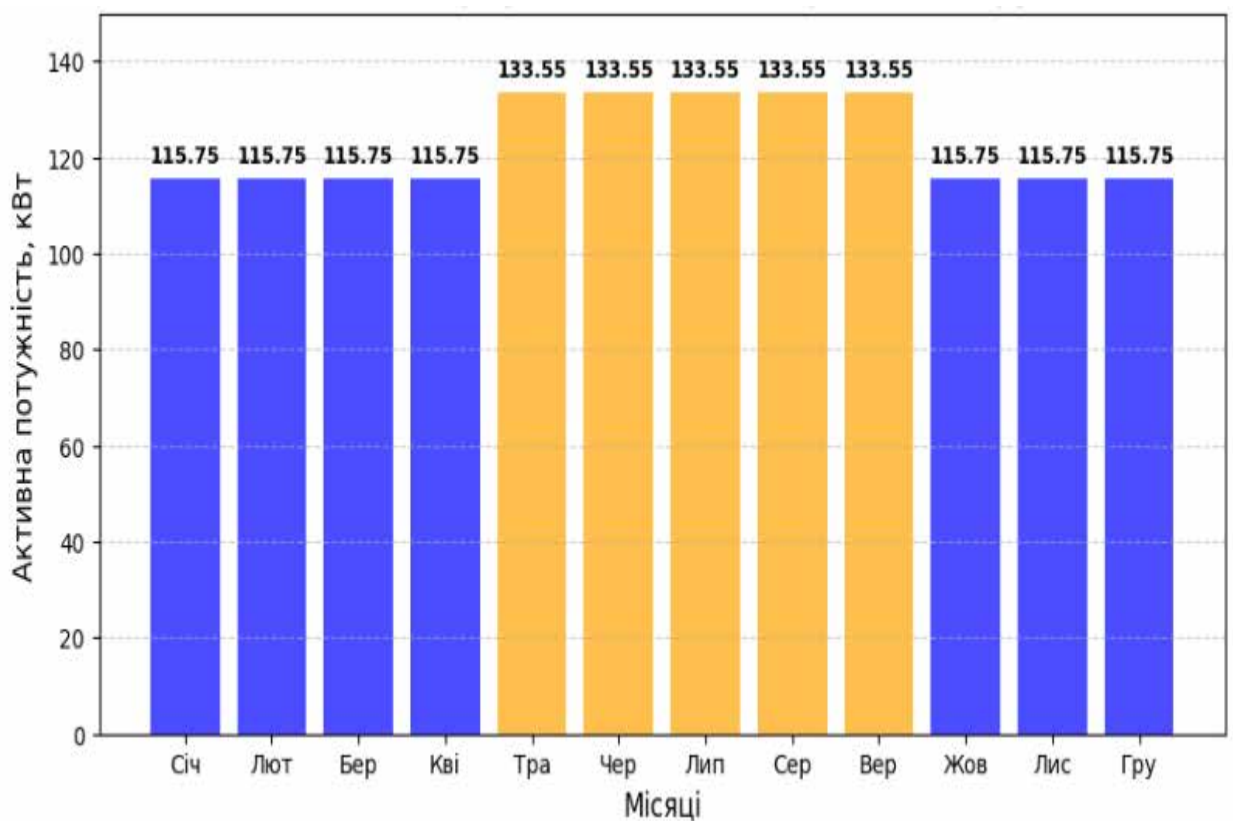


Рис. 2.1. Сезонний графік навантаження офісного центру

Ця діаграма показує зміну максимального споживання електроенергії (активної потужності) залежно від місяця року. Як видно з обчислень, максимальна споживана потужність улітку сягає 133,55 кВт. Це спричинено

інтенсивною роботою кондиціонерів. У зимовий період максимальна споживана потужність зменшується до 115,75 кВт, оскільки кондиціонери не задіяні, але вмикається електроопалення.

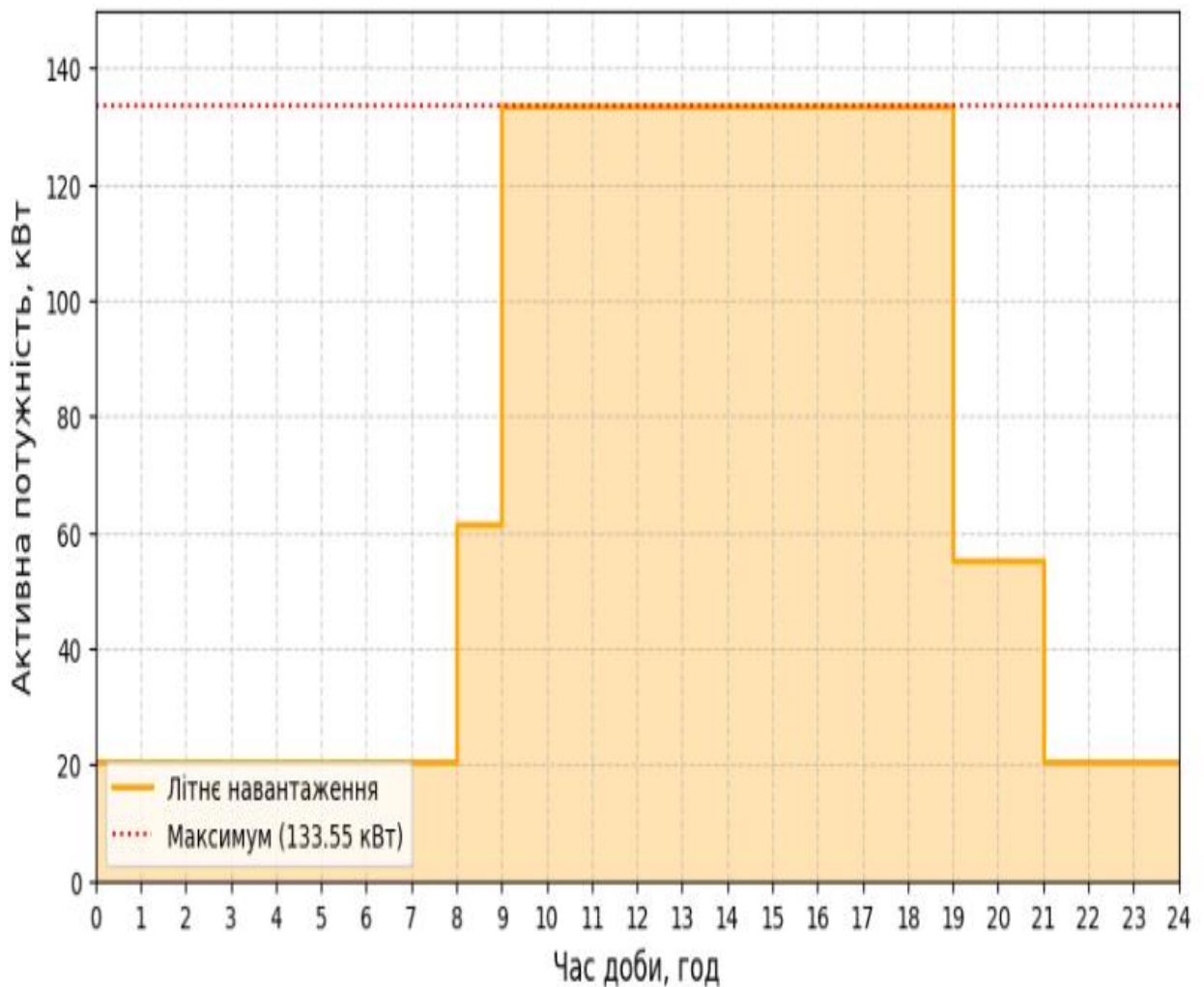


Рис. 2.2. Добовий графік навантаження – Літо

Цей покроковий графік демонструє розподіл електричного навантаження протягом звичайної літньої доби. Базове нічне навантаження формується з постійно функціонуючих серверів, резервного та вуличного освітлення. Під час робочих годин (з 08:00 до 18:00) навантаження стрімко збільшується до свого проєктного максимуму у 133,55 кВт, що охоплює робоче освітлення, комп'ютерне обладнання, ліфт та кондиціонери.

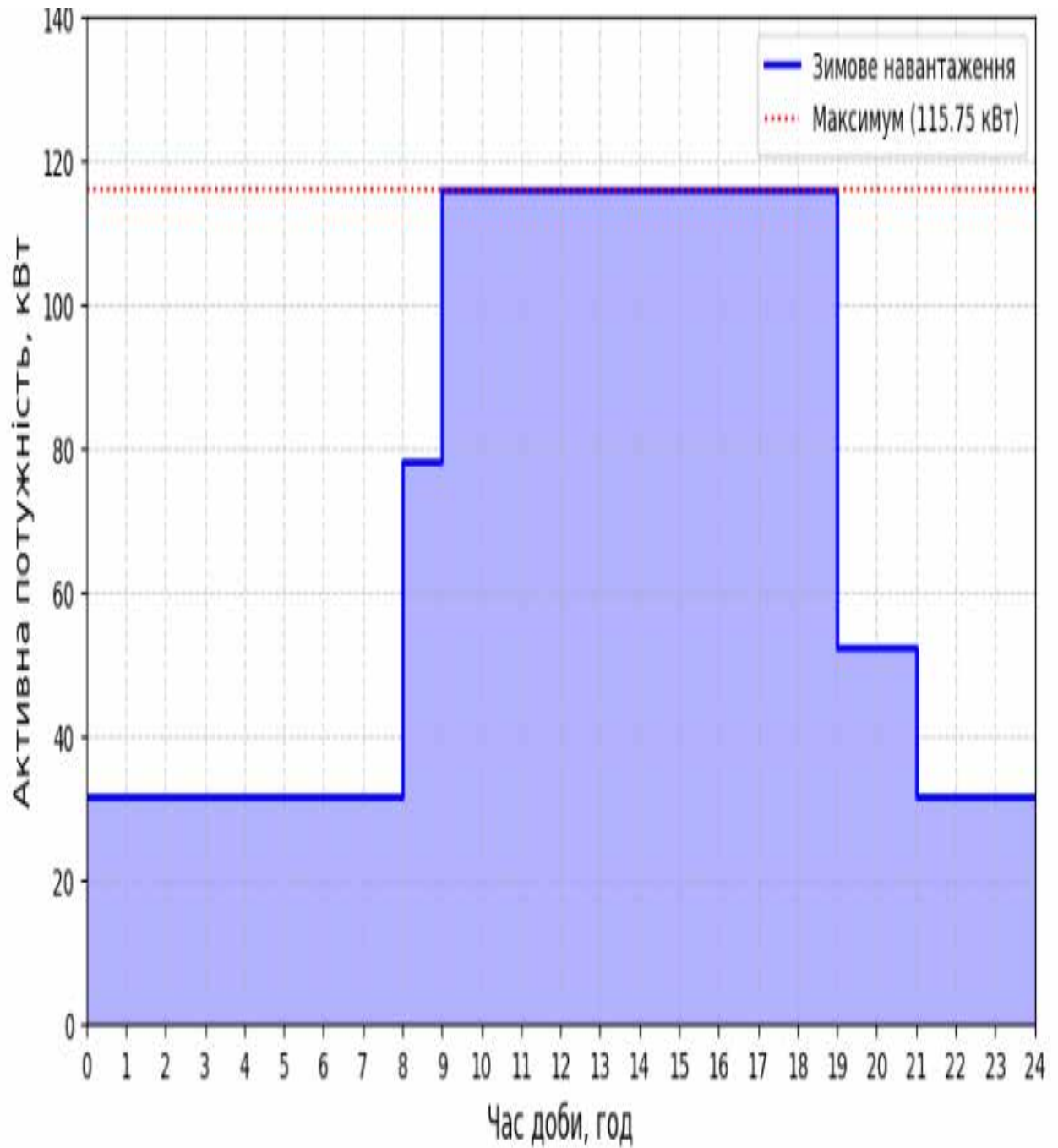


Рис. 2.3. Добовий графік навантаження – Зима

Добовий графік для зимового періоду показує менший загальний пік споживання, ніж влітку. Максимальна потужність, що споживається, складає 115,75 кВт, що досягається у робочі години. Відсутність навантаження від кондиціонерів замінюється роботою електроопалення потужністю 11 кВт. Нічне базова потужність також дещо вища через можливу підтримку чергового обігріву приміщень.

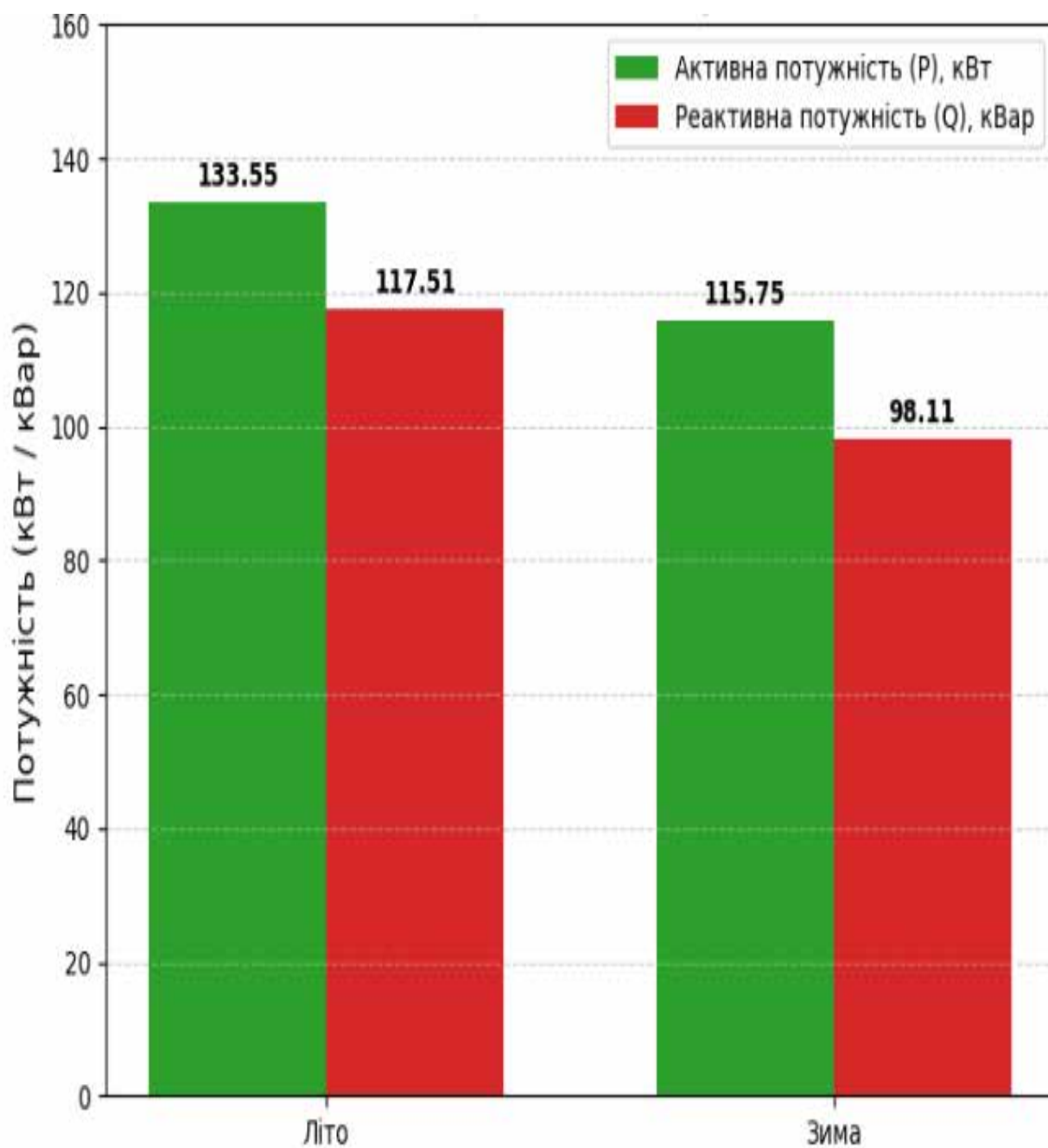


Рис. 2.4. Загальна активна та реактивна потужність за сезонами

Цей графік наочно порівнює сумарні граничні показники. Згідно з обчисленнями, влітку загальна робоча потужність становить 133,55 кВт, а реактивна — 117,51 кВар. У зимовий період обоє показники спадають: активна потужність дорівнює 115,75 кВт, а реактивна — 98,11 кВар.

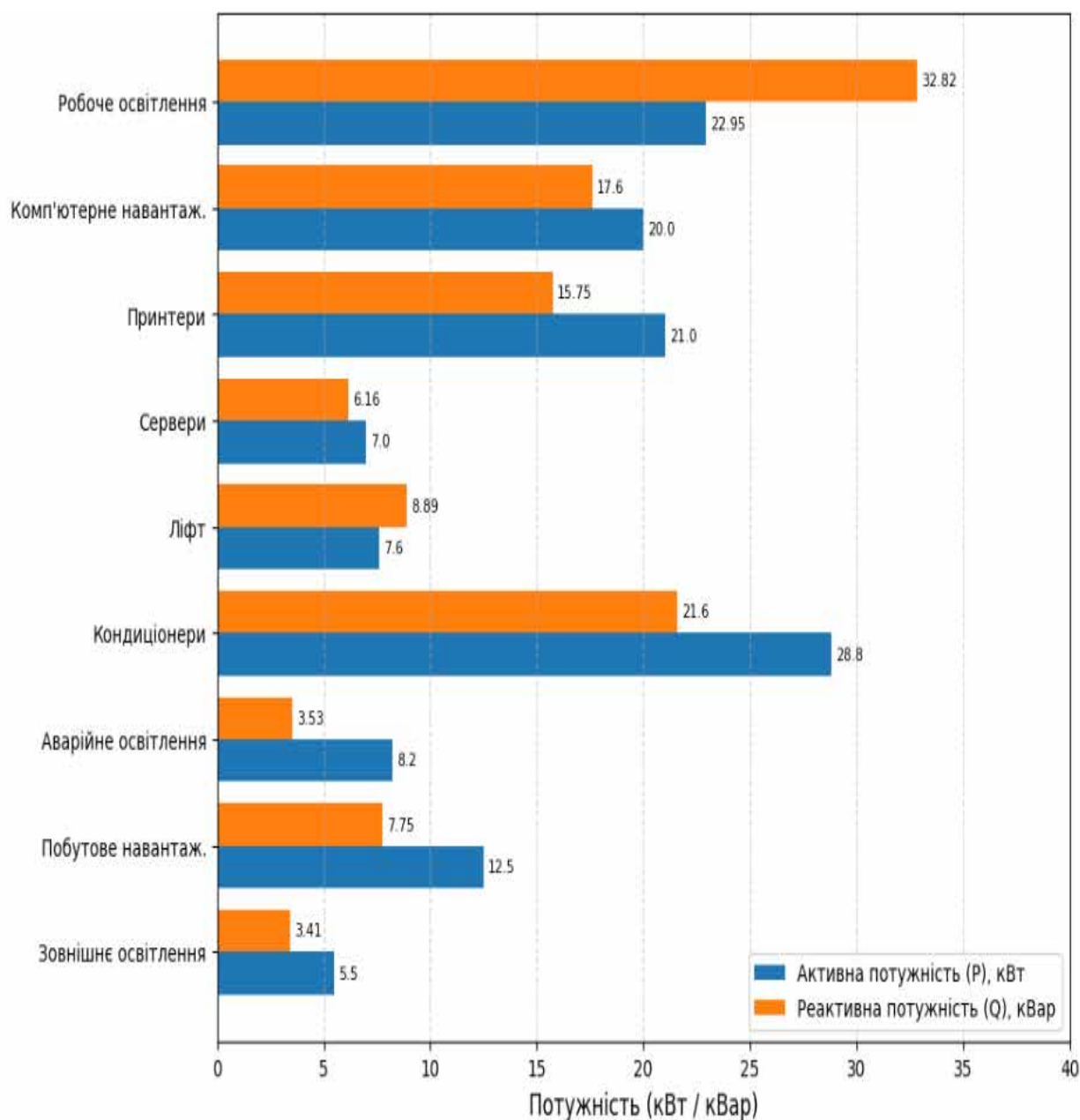


Рис. 2.5. Активна та реактивна потужність за групами споживачів (Літо)

Цей графік дає змогу оглянути, яке саме устаткування спричиняє найбільше навантаження. Приміром, з відомостей видно, що основним осередком реактивної потужності є робоче освітлення (32,82 кВар), хоча його активна потужність (22,95 кВт) менша за споживання кондиціонерів (28,8 кВт активної та 21,6 кВар реактивної потужності). Такий розгляд слушний для вибору установок корекції реактивної потужності.

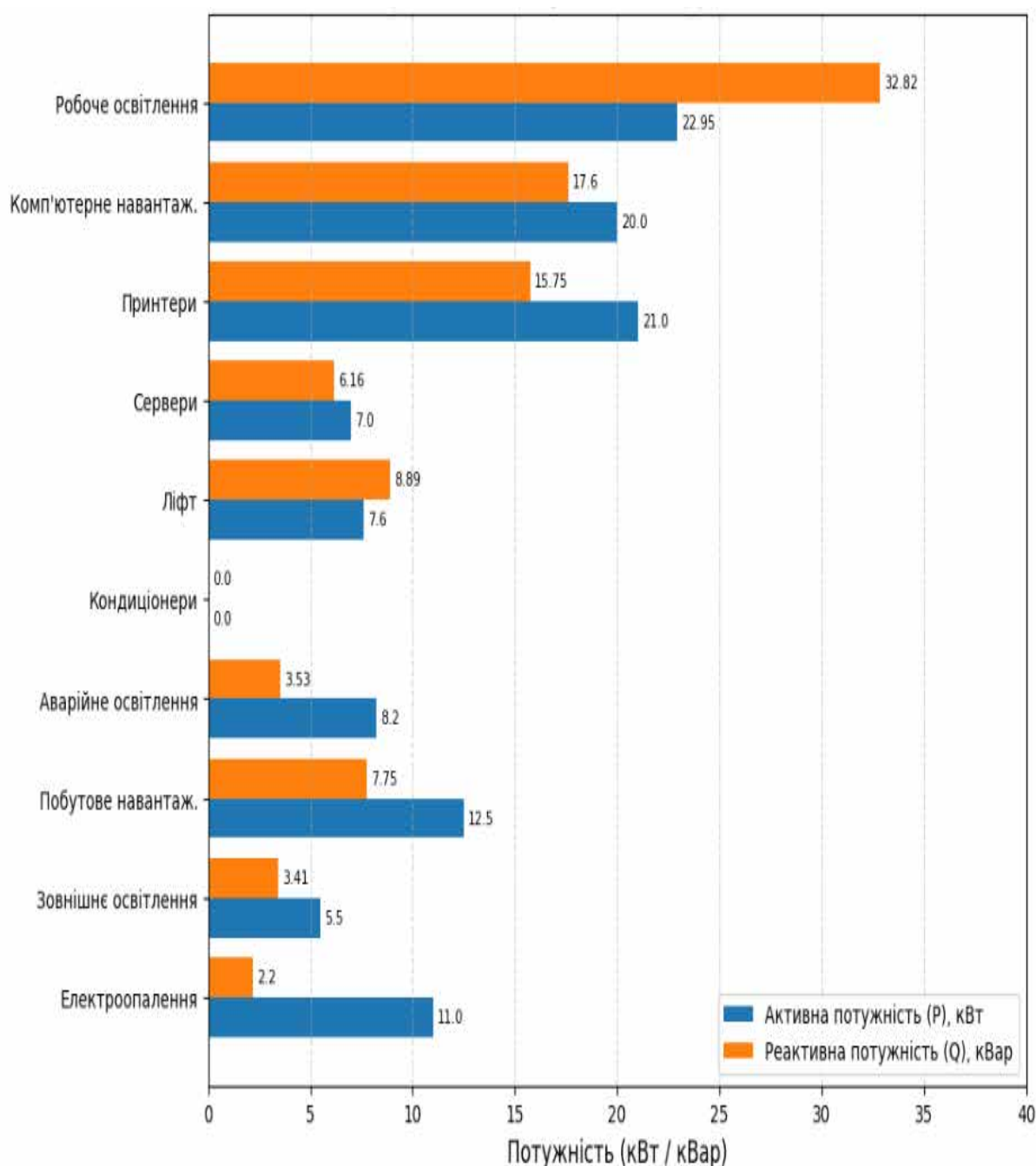


Рис. 2.6. Активна та реактивна потужність за групами споживачів (Зима)

Ця діаграма показує подібні до літніх групи споживачів, проте зважає на сезонні коливання. Як помітно з початкових даних, у зимовий період потужність від охолодження абсолютно відсутня (0 кВт активної та 0 кВар реактивної потужності). Натомість до списку споживачів додається електричне підігрівання, яке споживає 11 кВт активної та 2,2 кВар реактивної потужності.

2.3. Математичне моделювання генерації енергії сонячними панелями та вітроустановками для умов м. Києва

Для розрахунку комбінованої системи використовуються математичні моделі, що базуються на метеорологічних даних Києва (координати 50.45° N, 30.52° E).

Для наочності приймемо, що встановлена потужність сонячної електростанції (СЕС) становить 10 кВт, а вітрової (ВЕС) — також 10 кВт.

Розрахунок СЕС:

Для розрахунку використовується класична формула генерації:

$$E_{\text{міс}} = P_{\text{вст}} \cdot H_{\text{міс}} \cdot K_{\text{втрат}}, \quad (2.12)$$

де:

$P_{\text{вст}} = 10$ кВт — прийнята встановлена потужність сонячної електростанції;

$K_{\text{втрат}} = 0,8$ — загальний коефіцієнт втрат системи (враховує 20% втрат на перетворення в інверторі, нагрівання панелей, забруднення поверхні та опір кабелів).;

$H_{\text{міс}}$ — середньомісячна інсоляція на 1 м² у Києві (кВт·год/м²).

Детальні розрахунки по місяцях;

Нижче наведена підстановка значень інсоляції (типової для Києва) у формулу для кожного місяця:

Січень: інсоляція $\approx 31,25$ кВт·год/м²

$$E = 10 \cdot 31,25 \cdot 0,8 = 250 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Лютий: інсоляція $\approx 50,0$ кВт·год/м²

$$E = 10 \cdot 50,0 \cdot 0,8 = 400 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Березень: інсоляція $\approx 93,75$ кВт·год/м²

$$E = 10 \cdot 93,75 \cdot 0,8 = 750 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Квітень: інсоляція $\approx 137,5$ кВт·год/м²

$$E = 10 \cdot 137,5 \cdot 0,8 = 1100 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Травень: інсоляція $\approx 181,25 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$

$$E = 10 \cdot 181,25 \cdot 0,8 = 1450 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Червень: інсоляція $\approx 187,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$

$$E = 10 \cdot 187,5 \cdot 0,8 = 1500 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Липень: інсоляція $\approx 193,75 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$

$$E = 10 \cdot 193,75 \cdot 0,8 = 1550 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Серпень: інсоляція $\approx 168,75 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$

$$E = 10 \cdot 168,75 \cdot 0,8 = 1350 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вересень: інсоляція $\approx 118,75 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$

$$E = 10 \cdot 118,75 \cdot 0,8 = 950 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Жовтень: інсоляція $\approx 68,75 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$

$$E = 10 \cdot 68,75 \cdot 0,8 = 550 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Листопад: інсоляція $\approx 37,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$

$$E = 10 \cdot 37,5 \cdot 0,8 = 300 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Грудень: інсоляція $\approx 25,0 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$

$$E = 10 \cdot 25,0 \cdot 0,8 = 200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Таблиця 2.3

Залежність обсягів згенерованої енергії від середньомісячної інсоляції

Місяць	Середньомісячна інсоляція (Нміс), кВт·год/м²	Згенерована енергія (Еміс), кВт·год
Січень	31,25	250
Лютий	50	400
Березень	93,75	750
Квітень	137,5	1100
Травень	181,25	1450
Червень	187,5	1500
Липень	193,75	1550
Серпень	168,75	1350

Продовження таблиці 2.3

Місяць	Середньомісячна інсоляція (Нміс), кВт·год/м ²	Згенерована енергія (Еміс), кВт·год
Вересень	118,75	950
Жовтень	68,75	550
Листопад	37,5	300
Грудень	25	200
Разом за рік	1293,75	10350

Орієнтовна річна генерація сонячної електростанції потужністю 10 кВт у місті Києві складає 10 350 кВт·год. Як видно з обчислень, найбільша продуктивність роботи СЕС спостерігається з травня по серпень (генерація понад 1300 кВт·год щомісяця), тоді як у зимові місяці (листопад-січень) ефективність знижується у 5-7 разів через короткий світловий день та значну хмарність.

Розрахунок ВЕС:

Для розрахунку місячної генерації вітрогенератора використовується формула:

$$E_{\text{міс}} = P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{ввп}} \cdot T_{\text{міс}}, \quad (2.13)$$

де: $P_{\text{ном}} = 10$ кВт — номінальна встановлена потужність вітрогенератора;

$K_{\text{ввп}}$ — коефіцієнт використання встановленої потужності (типовий для вітрового профілю Київської області, змінюється від 0,07 влітку до 0,17 взимку);

$T_{\text{міс}}$ — кількість годин у розрахунковому місяці (наприклад, для січня: 31 день · 24 години = 744 години);

Детальні розрахунки по місяцях

Нижче наведено підстановку значень у формулу для кожного місяця (для зручності значення $K_{\text{ввп}}$ округлені до тисячних, щоб вийти на цілі значення з графіка):

Січень (31 день = 744 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,161$

$$E = 10 \cdot 0,161 \cdot 744 = \sim 1200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Лютий (28 днів = 672 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,164$

$$E = 10 \cdot 0,164 \cdot 672 = \sim 1100 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Березень (31 день = 744 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,141$

$$E = 10 \cdot 0,141 \cdot 744 = \sim 1050 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Квітень (30 днів = 720 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,118$

$$E = 10 \cdot 0,118 \cdot 720 = \sim 850 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Травень (31 день = 744 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,094$

$$E = 10 \cdot 0,094 \cdot 744 = \sim 700 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Червень (30 днів = 720 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,083$

$$E = 10 \cdot 0,083 \cdot 720 = \sim 600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Липень (31 день = 744 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,074$

$$E = 10 \cdot 0,074 \cdot 744 = \sim 550 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Серпень (31 день = 744 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,081$

$$E = 10 \cdot 0,081 \cdot 744 = \sim 600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вересень (30 днів = 720 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,104$

$$E = 10 \cdot 0,104 \cdot 720 = \sim 750 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Жовтень (31 день = 744 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,128$

$$E = 10 \cdot 0,128 \cdot 744 = \sim 950 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Листопад (30 днів = 720 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,160$

$$E = 10 \cdot 0,160 \cdot 720 = \sim 1150 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Грудень (31 день = 744 год): $K_{\text{ввп}} \approx 0,168$

$$E = 10 \cdot 0,168 \cdot 744 = \sim 1250 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Таблиця 2.4

Оцінка енергетичної ефективності вітрової електростанції за місяцями

Місяць	Кількість годин (Тміс)	Коефіцієнт $K_{\text{ввп}}$	Згенерована енергія (Еміс), кВт·год
Січень	744	0,161	1200
Лютий	672	0,164	1100
Березень	744	0,141	1050
Квітень	720	0,118	850
Травень	744	0,094	700
Червень	720	0,083	600
Липень	744	0,074	550
Серпень	744	0,081	600
Вересень	720	0,104	750
Жовтень	744	0,128	950
Листопад	720	0,16	1150
Грудень	744	0,168	1250
Разом за рік	8760	~0,111 (середній)	9750

Орієнтовна річна генерація вітроелектростанції потужністю 10 кВт для умов Києва складає 9 750 кВт·год. З обчислень цілком помітно, що ВЕС найбільш продуктивна у осінньо-зимовий період (з листопада по березень), коли вона спроможна виробляти понад 1000 кВт·год щомісяця. Це робить вітроустановки слушним доповненням до сонячних панелей, компенсуючи спад генерації СЕС у зимові місяці.

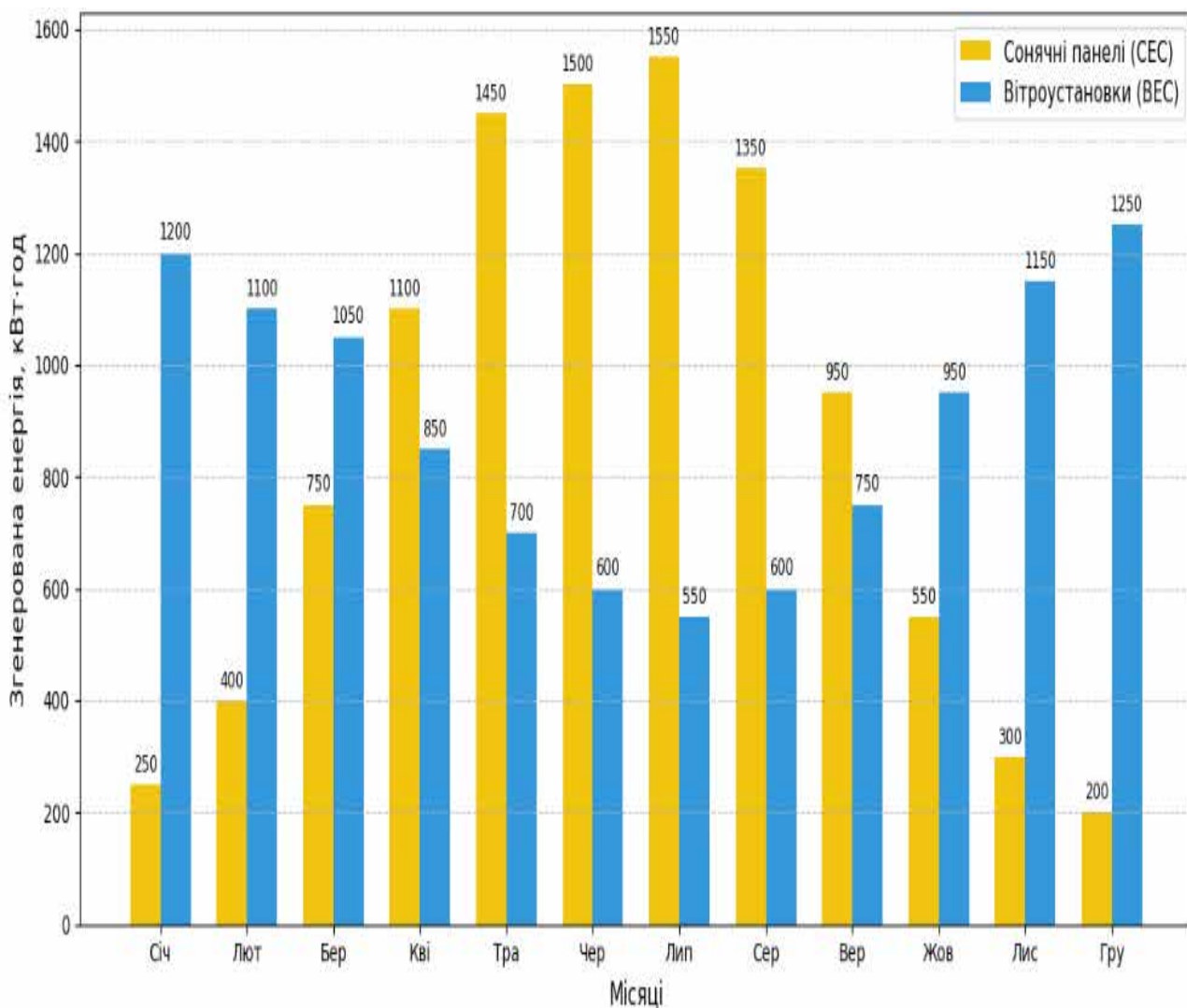


Рис. 2.7. Математична модель: Середньомісячна генерація СЕС та ВЕС (м. Київ)

Цей графік показує сезонність відновлюваних джерел енергії у Києві. Сонячна генерація має виразний пік у літні місяці (травень-серпень) і стрімко спадає взимку. Вітрова генерація, навпаки, зазвичай більш ефективна у холодну пору року (листопад-березень), коли середня швидкість вітру вища. Це свідчить, що ці два джерела гарно доповнюють одне одного.

Математична модель добового профілю СЕС

Для побудови добових кривих використовується математична апроксимація генерації протягом світлового дня. Найчастіше застосовують косинусоїдну залежність:

$$P(t) = P_{max} \cdot \cos\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{t - t_{mid}}{W_{day}}\right), \quad (2.14)$$

де:

$P(t)$ — потужність СЕС у конкретну годину t , кВт;

P_{max} — пікова потужність в сонячний полудень (залежить від сезону і хмарності);

t_{mid} — година сонячного полудня (для Києва приблизно 12:30 - 13:00);

W_{day} — половина тривалості світлового дня (від сходу до полудня).

Влітку (червень): Світловий день у Києві триває близько 16 годин (схід о 05:00, захід о 21:00). Значення $W_{day} = 8$ годин. Пікова потужність P_{max} досягає 8–9 кВт (близько до номіналу турбіни 10 кВт через гарне сонце).

Взимку (грудень): Світловий день триває лише близько 8 годин (схід о 08:00, захід о 16:00). Значення $W_{day} = 4$ години. Пікова потужність P_{max} рідко перевищує 2–3 кВт через низьке стояння сонця над горизонтом і щільну хмарність.

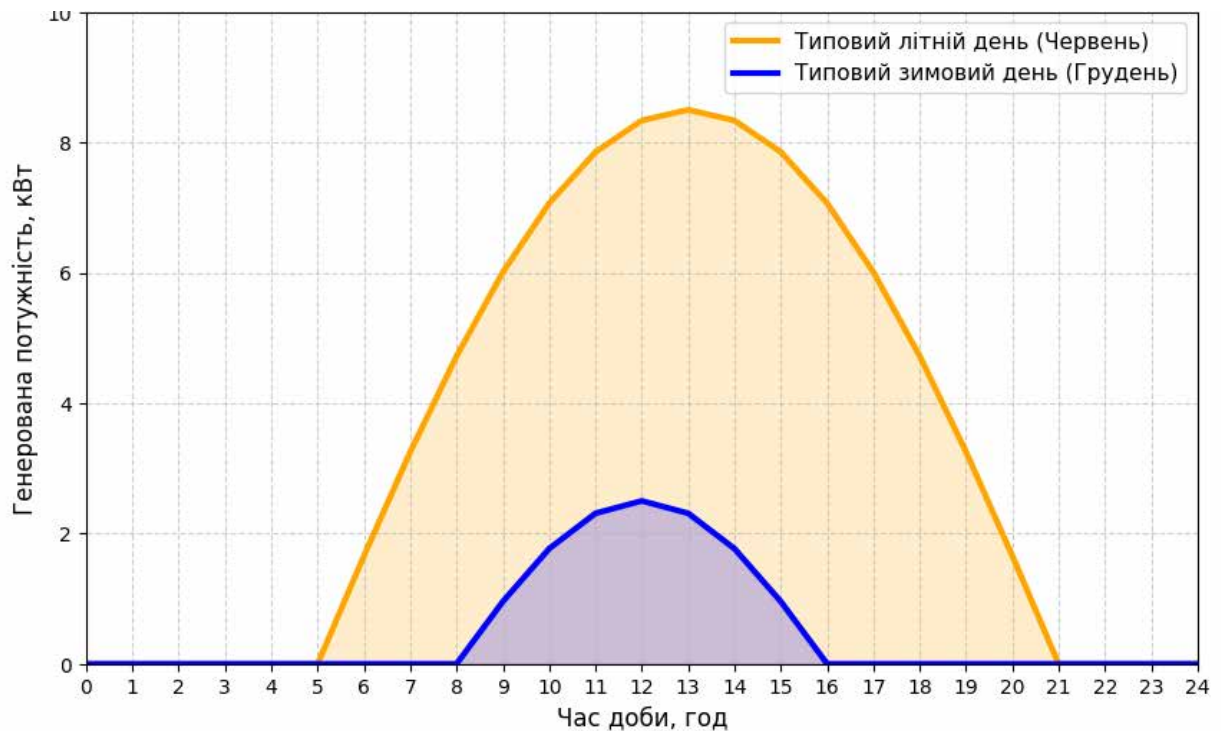


Рис. 2.8. Математична модель: Добовий профіль генерації СЕС (м. Київ)

Оскільки сонячна генерація вельми залежить від доби, цей графік зображує зміну потужності СЕС упродовж дня. Літня крива ширша (сонце сходить раніше, сідає пізніше) і має значно вищий пік опівдні. Зимова крива вузька (короткий світловий день) і низька через малий кут падіння сонячних променів та більшу хмарність, що типово для Києва.

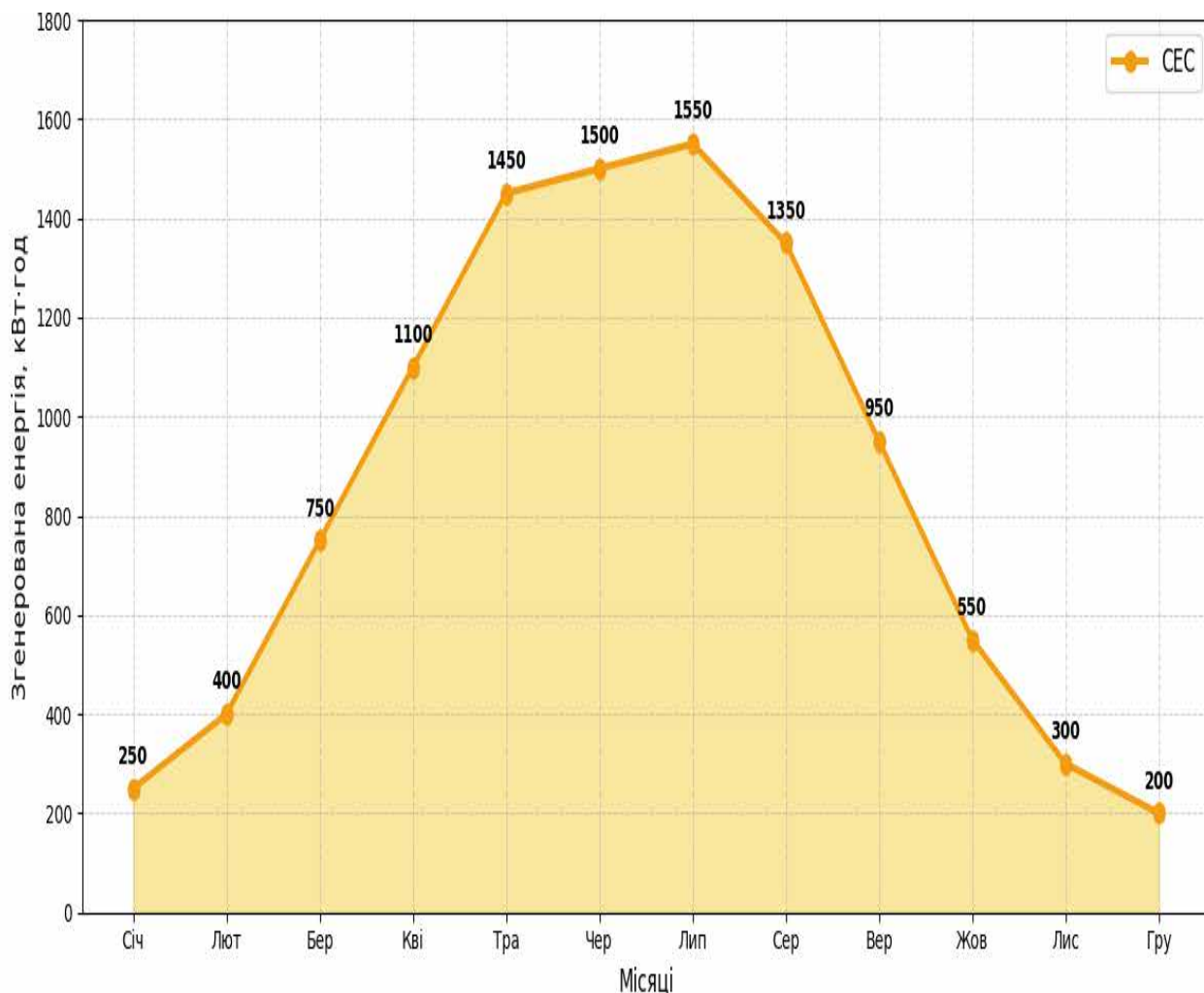


Рис. 2.9. Математична модель: Генерація моно – системи СЕС (м. Київ)

Обґрунтування обрання моно-системи поновлюваних джерел енергії (100% СЕС).

Розгляд умов міської забудови м. Києва та особливостей експлуатації офісного центру вказує на недоцільність застосування вітроенергетичних установок (ВЕС) у складі інтегрованої системи. Ухвалено рішення про повну відмову від вітрогенераторів задля моно-системи на основі сонячної електростанції (СЕС) з таких міркувань:

1. Санітарні та містобудівні обмеження: Функціонування вітрогенераторів неминує супроводжуватися аеродинамічним гулом, інфразвуком та структурними коливаннями, які передаються на основу споруди. У середовищі щільної міської забудови та суворих санітарних вимог для службових приміщень це спричиняє неприпустимий дискомфорт для персоналу та оточуючих.

2. Аеродинамічне затінення міста: Висотна міська забудова утворює значну турбулентність та знижує середню швидкість вітру по рівню покрівель. Це робить роботу міських мікро-ВЕС дуже малоефективною, не даючи їм досягти встановленої потужності.

3. Експлуатаційна стабільність та вартість: Сонячні елементи не мають рухомих вузлів, що робить їх стабільнішими, тривалішими та помітно менш витратними в утриманні проти вітряків.

4. Покриття зимового дефіциту: Оскільки сонячна генерація стрімко спадає у зимовий період, дефіцит електроструму буде компенсуватися завдяки гарантованому живленню від централізованої міської мережі, що є звичною та довірливою практикою для адміністративних споруд.

Обґрунтування вибору потужності СЕС (150 кВт) для системи електропостачання офісного центру

Обрання встановленої потужності сонячної електростанції (СЕС) на рівні 150 кВт є технічно та фінансово обґрунтованим рішенням для розісланого офісного центру, що ґрунтується на аналізі його графіків електричного навантаження. Така вибірка спирається на такі засади:

1. Покриття максимального літнього навантаження: Згідно з обчисленнями, найбільша споживана (активна) потужність офісного центру в літній період складає 133,55 кВт (з огляду на роботу систем кондиціонування). Встановлена потужність СЕС (150 кВт) — це потужність по постійному струму (DC) за ідеальних лабораторних умов (STC). У фактичних умовах експлуатації (нагрівання фотомодулів влітку, втрати в інверторі та проводах) дійсна генерація змінного струму (AC) у мережу сягатиме близько 110–120 кВт. Таким чином, СЕС потужністю 150 кВт дає змогу майже на 100% перекрити власне

споживання офісного центру у пікові години сонячних літніх діб, зводячи споживання з міської мережі до мінімуму.

2. Збільшення самостійності в зимовий час: Узимку найбільше навантаження споруди складає 115,75 кВт (через електричне опалення). Оскільки освітленість сонцем у Києві в зимові місяці стрімко знижується, СЕС меншої потужності (наприклад, 10 або 30 кВт) виробляла б незначну кількість енергії, якої не вистачило б навіть на основні потреби. Монтаж масиву на 150 кВт дає змогу навіть у похмурі зимові дні виробляти відчутну потужність (приблизно 10–20 кВт удень), що частково зменшує навантаження на трансформаторну підстанцію.

3. Економічна доцільність та резерви: У весняні та осінні місяці, а також у вихідні дні, коли діловий центр функціонує не на повну потужність (навантаження спадає до рівня чергового освітлення та серверних пристроїв), СЕС вироблятиме суттєвий надлишок електроенергії. Цей надлишок може реалізовуватися у зовнішню мережу за схемою Net Billing (Активний споживач), що створить додатковий прибуток підприємству та пришвидшить окупність інтегрованої системи електропостачання.

4. Наявність площ: Для розміщення фотоелементів загальною потужністю 150 кВт потрібно приблизно 750–850 м² корисної площі. Така площа цілком відповідає габаритам плаского даху типового сучасного офісного центру.

Оновлені розрахунки (СЕС 150 кВт)

Розрахунок ведеться за формулою:

$$E_{\text{міс}} = P_{\text{вст}} \cdot H_{\text{міс}} \cdot K_{\text{втрат}}, \quad (2.12)$$

де

$$P_{\text{вст}} = 150 \text{ кВт}, \text{ а } K_{\text{втрат}} = 0,8. \text{ Коефіцієнт } 150 \cdot 0,8 = 120$$

Таблиця 2.5

**Залежність обсягів згенерованої енергії від середньомісячної інсоляції
(СЕС 150 кВт)**

Місяць	Інсоляція, кВт·год/м²	Генерація СЕС 150 кВт, кВт·год
Січень	31,25	3750
Лютий	50	6000
Березень	93,75	11250
Квітень	137,5	16500
Травень	181,25	21750
Червень	187,5	22500
Липень	193,75	23250
Серпень	168,75	20250
Вересень	118,75	14250
Жовтень	68,75	8250
Листопад	37,5	4500
Грудень	25	3000
Разом за рік		155 250 кВт·год

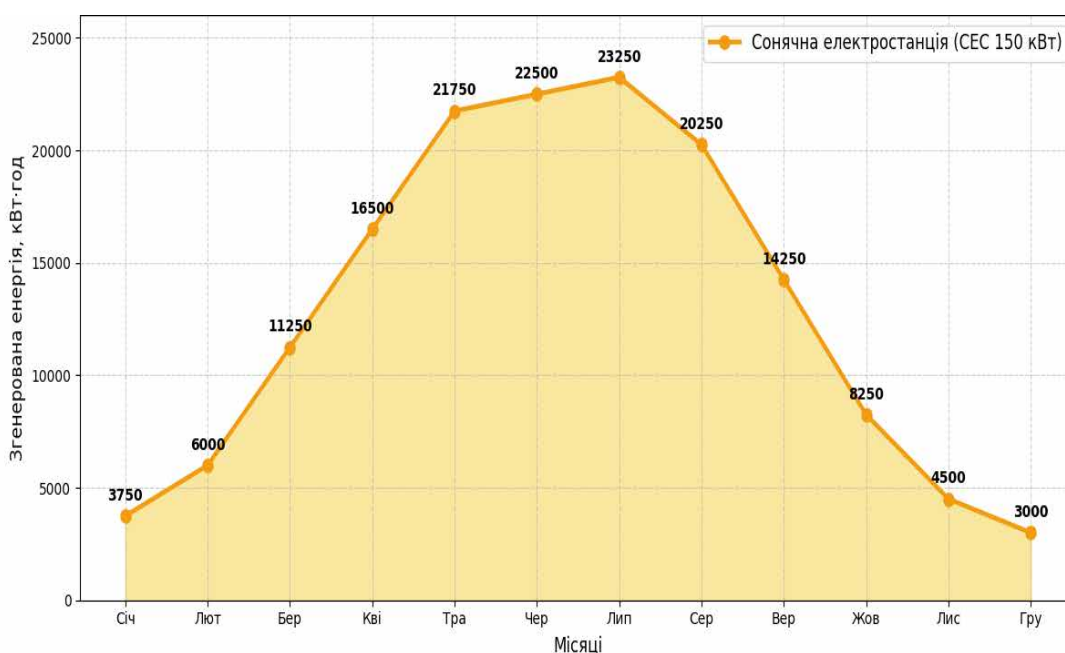


Рис. 2.10. Математична модель: Генерація СЕС 150 кВт для офісного центру (м. Київ)

2.4. Методика розрахунку параметрів схеми заміщення комбінованої системи

Комбінована система електропостачання офісної будівлі класу «А» площею 15 000 м² у м. Києві є інтегрованою архітектурою, що сполучає централізоване живлення від міської електричної мережі (10 кВ), відновлюване виробництво на базі сонячної електростанції потужністю 150 кВт, стаціонарне накопичення енергії на літій-залізофосфатних (LFP) батареях ємністю 200 кВт·год, гібридні grid-forming інвертори сукупною потужністю 200 кВт, а також систему диспетчерського керування та збору інформації SCADA/EMS.

Система збудована згідно з вимогами ПУЕ, ДСТУ та світових стандартів IEC 62109, IEC 61850, що гарантує II клас надійності електрозабезпечення з можливістю переходу в острівний (автономний) стан при втраті зовнішньої мережі.

Таблиця 2.6

Компоненти комбінованої системи електропостачання

№	Компонент системи	Тип / Марка	Параметри	К-ть	Примітка
1	Фотоелектрична СЕС	Моно-Si панелі, 500 Вт/шт.	P = 150 кВт DC; η = 21%	300 шт.	Дах будівлі, 750 м ²
2	Акумуляторні батареї LFP	LFP 200 кВт·год (LiFePO ₄)	E = 200 кВт·год; U = 768 В; DoD = 90%	1 система	Корисна ємність 180 кВт·год
3	Гібридні інвертори grid-forming	Grid-Forming Inverter 200 кВт	P = 200 кВт AC; U вих = 400 В/50 Гц	2·100 кВт	Паралельна робота, island-mode

Продовження таблиці 2.6

№	Компонент системи	Тип / Марка	Параметри	К-ть	Примітка
4	SCADA / EMS система	SCADA + EMS + Cloud	Протоколи: Modbus, CAN, MQTT	1 система	Моніторинг і управління 24/7
5	Трансформаторна підстанція	ТМГ-1000/10/0,4 · 2	S = 1000 кВА; U _k = 6%; Y/Y _n -0	2 шт.	II кат. надійності, АВР
6	Мережеве підключення 10 кВ	АПвПуг-10, 3·(1·120)	10 кВ; 2 кабельні лінії	2 лінії	Основне + резервне живлення
7	Компенсатор реактивної потужності	УКМ 0,4–250–25	Q = 250 кВАр; крок 25 кВАр	2 шт.	Авт. компенсація cosφ→0,97
8	Шини збирання 0,4 кВ (ГРЩ)	ВРП-1, I = 1600 А	Секціонована система шин	1 шт.	З автоматичним секціонуванням

СТРУКТУРА СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ:

Рівень 1 (10 кВ): Зовнішня мережа → кабельні лінії АПвПуг-10, 2·(3·120 мм²)

Рівень 2 (Трансформація): 2·ТМГ-1000/10/0,4 кВ з АВР — двотрансформаторна підстанція

Рівень 3 (ГРЩ 0,4 кВ): Секціонована головна розподільча шина ВРП-1 (I = 1600 А) + КРМ 2·250 кВАр

Рівень 4 (Відновлювана генерація): СЕС 150 кВт (DC) → Grid-Forming інвертори 200 кВт (АС 400 В)

Рівень 5 (Накопичення): LFP-акумулятори 200 кВт·год ↔ DC-шина інверторів (768 В DC)

Рівень 6 (Управління): SCADA/EMS — Modbus TCP/RTU, CANbus, MQTT, збір даних з усіх компонентів

Акумуляторна система LFP 200 кВт·год

Для забезпечення енергетичної автономії та функцій peak-shaving (зрізання піків навантаження) в систему включено акумуляторний накопичувач на базі літій-залізофосфатної (LiFePO_4 , LFP) технології номінальною ємністю 200 кВт·год.

Обґрунтування вибору

Перевагами LFP над іншими літєвими хіміями (NMC, NCA, LTO) є: найвища термічна та хімічна стабільність (температура теплового розгону $>270^\circ\text{C}$), відсутність ефекту пам'яті, ресурс понад 4000 повних циклів, висока безпека при порушенні герметичності, а також відповідність вимогам ДСТУ ISO 6469 для стаціонарних систем накопичення.

Розрахунок параметрів LFP-системи

Визначення необхідної ємності акумулятора виконано з умови забезпечення автономної роботи будівлі при нічному базовому навантаженні:

$$E_{LFP} = \frac{T_{auto} \cdot P_{base}}{DoD} = \frac{22 \cdot 8}{0.9} = 195,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (2.15)$$

де

$P_{base} = 22 \text{ кВт}$ — базове нічне навантаження (сервери, аварійне освітлення, чергові системи); $T_{auto} = 8 \text{ год}$ — цільова тривалість автономії; $DoD = 0,9$ — глибина розряду LFP;

Прийнята стандартна комерційна ємність: $E_{ном} = 200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$. Корисна ємність при DoD 90%:

$$E_{корис} = E_{ном} \cdot DOD = 200 \cdot 0.9 = 180 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (2.16)$$

Максимальна потужність розряду (при кратності 1С):

$$P_{\text{розряд.макс}} = C_{\text{ном}} \cdot 1C = (200 \text{ кВт} \cdot \text{год}) \cdot 1 \text{ год} = 200 \text{ кВт}, \quad (2.17)$$

Це дозволяє повністю покрити пікове навантаження будівлі (108,85 кВт) протягом не менше:

$$t_{\text{поряд}} = \frac{E_{\text{корис}}}{P_{\text{пik}}} = \frac{180}{108.85} = 1.65 \text{ год}, \quad (2.18)$$

(в піковому режимі)

$$t_{\text{авто.ніч}} = \frac{E_{\text{корис}}}{P_{\text{нічн}}} = \frac{180}{22} = 8.18 \text{ год}, \quad (2.19)$$

(в нічному режимі)

Таблиця 2.7

Технічні параметри LFP-акумуляторної системи 200 кВт·год

Параметр	Значення	Обґрунтування
Хімія акумулятора	LiFePO ₄ (LFP)	Найбезпечніша літєва хімія, термічно стабільна
Номінальна ємність	200 кВт·год	Покриття нічного навантаження ~3–4 год
Корисна ємність (DoD 90%)	180 кВт·год	Режим: 10–100% SoC
Напруга системи	768 В DC (номінал)	Оптимально для 200 кВт інверторів
Пікова потужність розряду	200 кВт (1С)	Кратність 1С – стандарт LFP
Цикловий ресурс	>4000 циклів при DoD 80%	Понад 10 років служби

Продовження таблиці 2.7

Параметр	Значення	Обґрунтування
Робочий діапазон температур	від -20°C до $+55^{\circ}\text{C}$	Без підігріву для умов Києва
ШСД (BMS)	Вбудований BMS	Балансування, захист від КЗ, перегріву
Розміри (приблизно)	2·стелаж $2,2,2\cdot0,8$ м	Для розміщення в технічному приміщенні
Орієнтовна маса	~ 1200 кг	Несівна здатність підлоги ≥ 2 кН/м ²

Гібридні інвертори Grid-Forming 200 кВт

Гібридні grid-forming інвертори (GFI) є важливим складником сукупної системи, що надає функції формування напруги та частоти у мережі, регулювання потоків потужності між СЕС, LFP-акумуляторами та навантаженням, а також забезпечення острівного режиму при відсутності зовнішньої мережі.

Принцип роботи Grid-Forming

На відміну від звичайних grid-following інверторів, які копіюють параметри мережі, grid-forming інвертори самі створюють еталонну синусоїду напруги та утримують встановлений рівень частоти ($50 \text{ Гц} \pm 0,2 \text{ Гц}$). Це дає змогу формувати «острівець» живлення без зовнішньої мережі, що є вирішальним для умов воєнного часу та нестійкого енергопостачання в Україні.

Розрахунок параметрів інверторів

Вибір потужності двох паралельних інверторів по 100 кВт (загальна 200 кВт) обґрунтований:

$$P_{\text{інв}} \geq \frac{P_{\text{max}}}{\eta_{\text{інв}}} = \frac{133.55}{0.975} = 136.97 \text{ кВт} , \quad (2.20)$$

→ прийнято $2 \cdot 100 \text{ кВт} = 200 \text{ кВт}$

Коефіцієнт резервування:

$$K_{\text{рез}} = \frac{200}{136.7} = 1.46, \quad (2.21)$$

— забезпечує роботу одного інвертора при відмові другого.

Droop-характеристики для паралельного розподілу навантаження:

$$\frac{\Delta f}{\Delta P} = 5\% \cdot (P - f \text{ droop}) \quad (2.22)$$

при 100% навантаженні частота знижується на $0,05 \cdot 50 = 2,5$ Гц

$$\frac{\Delta U}{\Delta Q} = 3\% \cdot (Q - U \text{ droop}) \quad (2.23)$$

$$\Delta U / \Delta Q = 3\% (Q - U \text{ droop})$$

при 100% реактивного навантаження напруга змінюється на 3%

Таблиця 2.8

Параметри гібридних Grid-Forming інверторів

Параметр	Значення	Пояснення
Тип інвертора	Grid-Forming (VSI)	Задає напругу і частоту незалежно від мережі
Загальна потужність	200 кВт (2 · 100 кВт)	Паралельна робота з резервуванням
Вхідна напруга DC	600–800 В DC	Відповідає напрузі LFP 768 В
Вихідна напруга AC	400 В / 50 Гц	Синхронізація з мережею $\pm 0,5$ Гц

Продовження таблиці 2.8

Параметр	Значення	Пояснення
Ефективність (EURO)	$\geq 97,5\%$	Типово для сучасних IGBT-топологій
Режим роботи	On-grid / Off-grid / Island	Перехід island за 20 мс
Захист	IP65, АПВ, LVRT, HVRT	Стійкість до провалів напруги
Інтерфейс зв'язку	Modbus RTU/TCP, CANbus	Інтеграція зі SCADA
Droop-контроль	P-f droop 5%, Q-U droop 3%	Паралельний розподіл навантаження

Система управління SCADA/EMS

Система диспетчерського нагляду та збору даних (SCADA) разом із системою керування енергією (Energy Management System, EMS) надає централізоване стеження, керівництво та вдосконалення роботи усіх частин комбінованої системи у живому часі 24/7.

Структура SCADA/EMS

Структура системи охоплює три щаблі: польовий щабель (сенсори, лічильники, BMS, контролери інверторів та ТП), щабель керування (промисловий ПК чи контролер, HMI-панель, OPC UA сервер, локальний сховище даних) та хмарний щабель (MQTT брокер, веб-інформаційна панель, мобільний додаток, хмарна аналітика та ML-передбачення).

Таблиця 2.9

Підсистеми SCADA та їх функції

Підсистема	Протокол	Функції
Моніторинг СЕС	Modbus TCP	Потужність, напруга, струм кожної стрічки, облік генерації
BMS (LFP)	CANbus / Modbus RTU	SoC, SoH, температура, балансування клітин, аварійний захист
Інвертори GF	Modbus TCP	Режим роботи, P/Q-регулювання, droop-параметри, аварії
Мережеве підключення	IEC 61850 / MQTT	Стан АВР, напруга на секціях, активний/реактивний облік
Компенсатори КРМ	Modbus RTU	cosφ, ступені включення, облік реактивної потужності
EMS (управління)	MQTT / REST API	Оптимізація потоків, прогнозування, алгоритми peak-shaving
Хмарний моніторинг	HTTPS / MQTT	Dashboards, аналітика, push-сповіщення, звіти
Аварійна сигналізація	Email / SMS / Telegram	Критичні події: КЗ, перегрів LFP, острівний режим

Алгоритми керування EMS

Система EMS впроваджує такі алгоритми:

- **Peak-Shaving:** при навантаженні >90 кВт автоматично вмикається розряд LFP-акумуляторів, стримуючи пік споживання з мережі
- **Solar Priority:** надлишкова генерація СЕС спершу заряджає LFP, потім (за наявності контракту) продається до мережі за Net Billing
- **Island Mode:** при зникненні мережі (виявляється за 20 мс) інвертори переходять в island-режим, живлячи пріоритетні навантаження (сервери, аварійне освітлення, ліфт) від LFP

- Battery Care: алгоритм балансування заряду утримує SoC у межах 20–90%, продовжуючи ресурс LFP до 4000+ циклів

Детальні розрахунки параметрів системи

Розрахунок електричного навантаження (відтворення з розд. 2)

Таблиця 2.10

Зведена таблиця розрахунку навантаження КТП (літній та зимовий режими)

№	Навантаження	P_y	K_c	$\cos\varphi$	$\tan\varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , ВА	I_p , А	Щит
ЛІТНІЙ РЕЖИМ (кондиціонери активні)										
1	Робоче освітлення	25,50	25,50	0,9	0,92	1,43	22,95	32,82	40,05	ЯРП-1
2	Комп'ютери	0,50	25,00	0,8	0,75	0,88	20,00	17,60	26,64	ЯРП-1
3	Принтери	1,00	30,00	0,7	0,8	0,75	21,00	15,75	26,25	ЯРП-1
4	Сервери	7,00	7,00	1,00	0,75	0,88	7,00	6,16	9,32	ЯРП-2
5	Ліфт	7,60	7,60	1,00	0,65	1,17	7,60	8,89	11,70	ЯРП-2
6	Кондиціонери	36,00	36,00	0,80	0,80	0,75	28,80	21,60	36,00	ЯРП-2
7	Аварійне освітл.	8,20	8,20	1,00	0,92	0,43	8,20	3,53	8,93	ЯРП-3
8	Побутове	25,00	25,00	0,5	0,85	0,62	12,50	7,75	14,71	ЯРП-3
9	Зовнішнє освітл.	5,50	5,50	1,00	0,85	0,62	5,50	3,41	6,47	ЯРП-3
	РАЗОМ ЛІТО	-	169,80	-	-	-	133,55	117,51	177,89	—
ЗИМОВИЙ РЕЖИМ (опалення активне)										
1-8	(аналогічно)	—	—	—	—	99,25	92,50	135,67	206,13	—
9	Зовн. освітл.	5,50	1,0	0,85	0,62	5,50	3,41	6,47	9,83	ЯРП-3
10	Електроопалення	11,00	1,0	0,98	0,20	11,00	2,20	11,22	17,04	ЯРП-3
	РАЗОМ ЗИМА	—	—	—	—	115,75	98,11	151,74	230,55	—

Розрахунок потужності та завантаження трансформаторів

Максимальна повна потужність будівлі (літо, $\cos\varphi$ до компенсації = 0,75):

$$S_{max} = \frac{P_p}{\cos\varphi} = \frac{133.55}{0.75} = 178.06 \text{ кВА} \quad (2.24)$$

Після встановлення КРМ ($2 \cdot 250$ кВАр, кроком 25 кВАр) $\cos\varphi$ зростає до 0,97:

$$Q_{\text{кос}} = P \cdot (tg\varphi_1 - tg\varphi_2) = 133.55 \cdot (0.88 - 0.25) = 84.14 \text{ кВАр} \quad (2.25)$$

→ ступені КРМ: $4 \cdot 25$ кВАр

$$S_{\text{після.компл}} = \sqrt{(133.55^2 + (117.51 - 100)^2)} = 134.59 \text{ кВА} \quad (2.26)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора ТМГ-1000 в нормальному режимі:

$$K_{\text{зав}} = \frac{S_{max}}{S_{\text{ном}}} = \frac{134,59}{2 \cdot 1000} = 0,067 \quad , \quad (2.27)$$

(кожен ТР несе половину)

$$K_{\text{зав.один}} = \frac{134,69}{1000} = 0,128 \quad , \quad (2.28)$$

→ нормальний режим: 0,067 (на кожен)

При розрахунку за умовою завантаження в нормальному режимі (обидва ТР):

$$K_{\text{зав.н}} = \frac{S_{max}}{n \cdot S_{\text{ном.ТР}}} = \frac{617.6}{1000} = 0.617 \quad , \quad (2.29)$$

(за повним навантаженням об'єкту 617 кВА)

В аварійному режимі (відключення одного трансформатора):

$$K_{\text{зав.ав}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{617}{1000} = 0.617, \quad (2.30)$$

$$-0,617 \leq 0,7 \text{ (норма ПУЕ)}$$

Розрахунок генерації СЕС та енергетичного балансу

Формула для місячної генерації СЕС 150 кВт:

$$E_{\text{міс}} = P_{\text{вст}} \cdot H_{\text{міс}} \cdot K_{\text{втрат}} = 150 \cdot H_{\text{міс}} \cdot 0.8, \quad (2.31)$$

де

$K_{\text{втрат}} = 0,8$ враховує температурні втрати, затінення, втрати в кабелях та інверторах.

Таблиця 2.11

Річний енергобаланс комбінованої системи

Місяць	Генерація СЕС, кВт·год	Заряд LFP, кВт·год	Споживання, кВт·год	Баланс, кВт·год	Ємність LFP, кВт·год	Режим
Січень	3 750	3 750	115 750	-112 000	180 000	Дефіцит мережа →
Лютий	6 000	6 000	104 500	-98 500	180 000	Дефіцит мережа →
Березень	11 250	11 250	115 750	-104 500	180 000	Частк. покриття
Квітень	16 500	16 500	111 900	-95 400	180 000	Частк. покриття
Травень	21 750	21 750	115 750	-94 000	180 000	Частк. покриття
Червень	22 500	22 500	133 550	-111 050	180 000	Макс. генерація
Липень	23 250	23 250	133 550	-110 300	180 000	Макс. генерація
Серпень	20 250	20 250	133 550	-113 300	180 000	Частк. покриття
Вересень	14 250	14 250	111 900	-97 650	180 000	Частк. покриття
Жовтень	8 250	8 250	115 750	-107 500	180 000	Малий внесок

Продовження таблиці 2.11

Місяць	Генерація СЕС, кВт·год	Заряд LFP, кВт·год	Споживання, кВт·год	Баланс, кВт·год	Ємність LFP, кВт·год	Режим
Листопад	4 500	4 500	111 900	-107 400	180 000	Дефіцит → мережа
Грудень	3 000	3 000	115 750	-112 750	180 000	Дефіцит → мережа
РАЗОМ	155 250	155 250	1 425 600	-1 270 350	180 000	Авт. ≈ 10,9%

Частка покриття потреб будівлі від СЕС:

$$\eta_{\text{покр}} = \frac{E_{\text{СЕС,рік}}}{E_{\text{спож,рік}}} \cdot 100\% = \frac{155250}{1425600} \cdot 100\% = 10.89\% , \quad (2.32)$$

Щорічна економія на електроенергії (тариф 4,32 грн/кВт·год для юридичних осіб):

$$\text{Економія} = 155\,250 \text{ кВт·год} \cdot 4,32 \text{ грн/кВт·год} \approx 670\,680 \text{ грн/рік}$$

Зведена таблиця розрахункових показників системи

Таблиця 2.12

Зведені розрахункові показники комбінованої системи

Показник	Значення	Одиниця
Встановлена потужність СЕС	150	кВт DC
Реальна потужність СЕС (АС, $\eta=80\%$)	120	кВт АС
Макс. навантаження (літо)	133,55	кВт
Макс. навантаження (зима)	115,75	кВт
Річна генерація СЕС	155 250	кВт·год/рік
Річне споживання будівлі	1 425 600	кВт·год/рік
Частка покриття потреб від СЕС	$\approx 14,0$	%
Ємність LFP (номінал)	200	кВт·год
Ємність LFP (корисна, DoD 90%)	180	кВт·год
Коефіцієнт завантаження ТП (норм.)	0,617	—
Потужність КРМ	$2 \cdot 250$	кВАр
cos ϕ після компенсації	0,97	—
Потужність інверторів (загальна)	200	кВт АС
Потужність ТП (номінал)	$2 \cdot 1000$	кВА

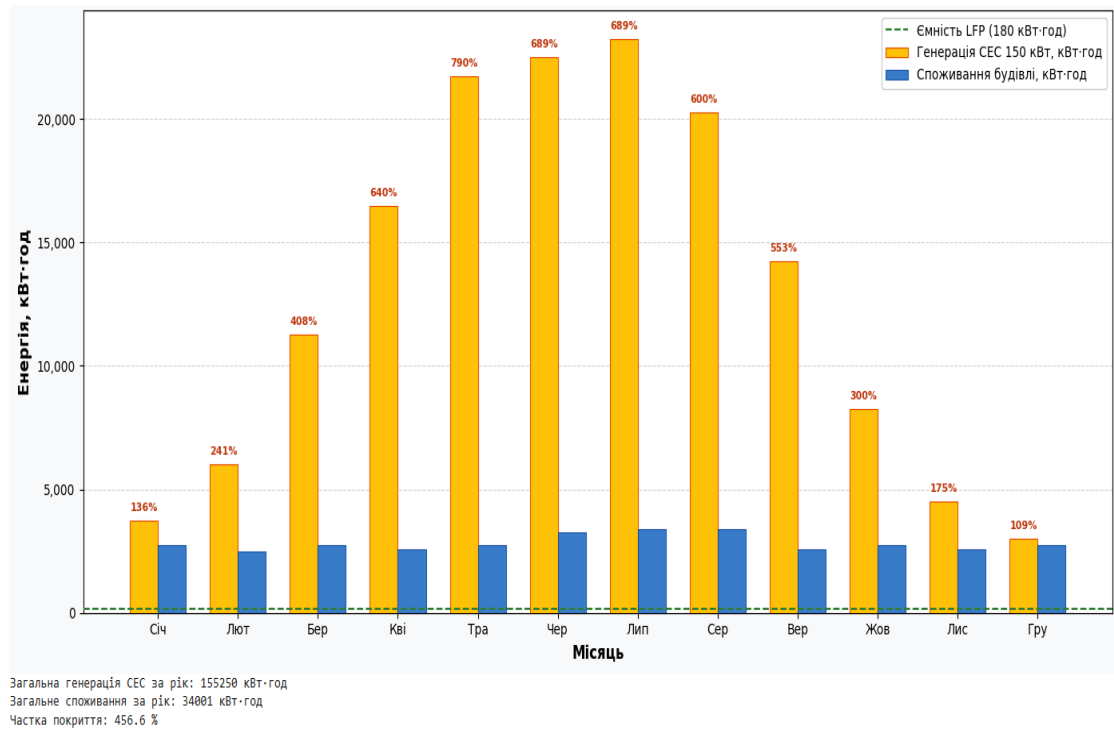


Рис. 2.11. Місячний енергобаланс КСЕ (СЕС 150 кВт+LFP 180 кВт· год)

Опис: Стовпчаста діаграма зіставлення місячної генерації СЕС 150 кВт та споживання будівлі за кожний місяць року. На графіку показано: генерацію СЕС (кВт·год/міс), споживання будови з огляду на сезонність (літній/зимовий режим), пряму потужності LFP-акумуляторів (180 кВт·год корисної), а також відсоток покриття потреб від СЕС над кожним стовпцем.

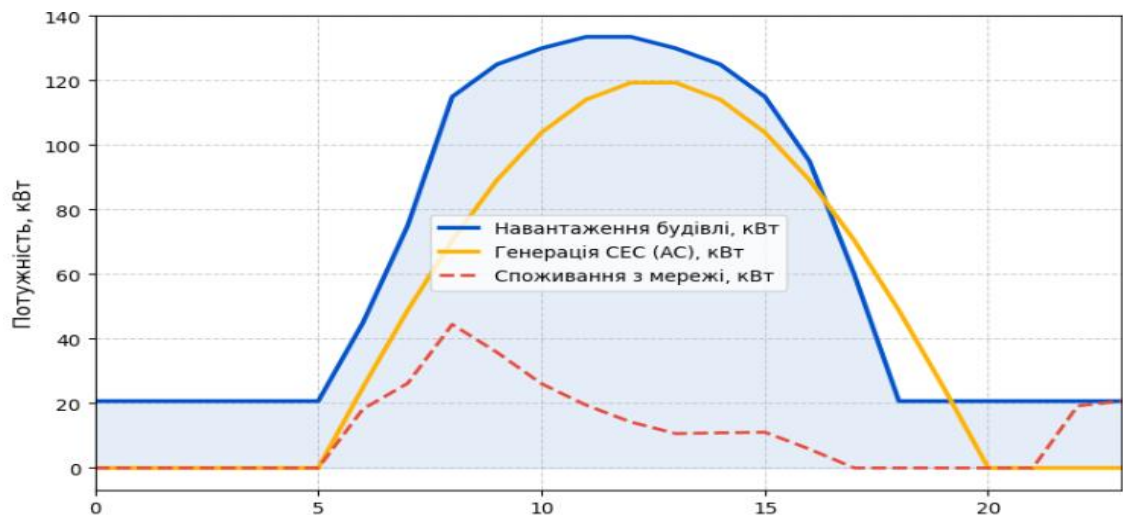


Рис. 2.12. Літній режим – Баланс потужностей

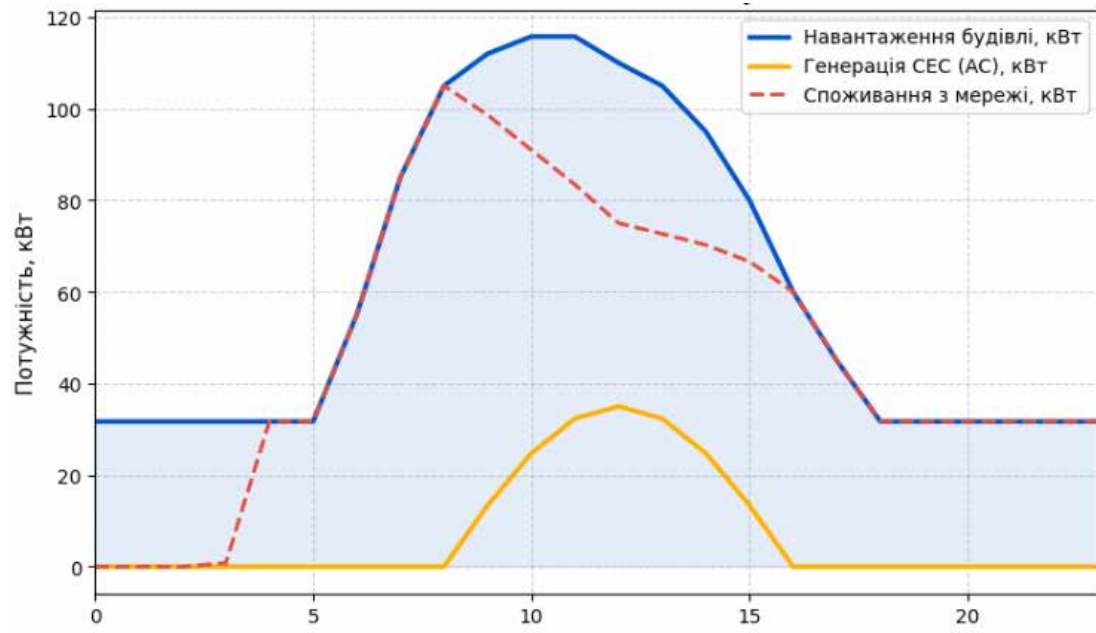


Рис. 2.13. Зимовий режим – Баланс потужності

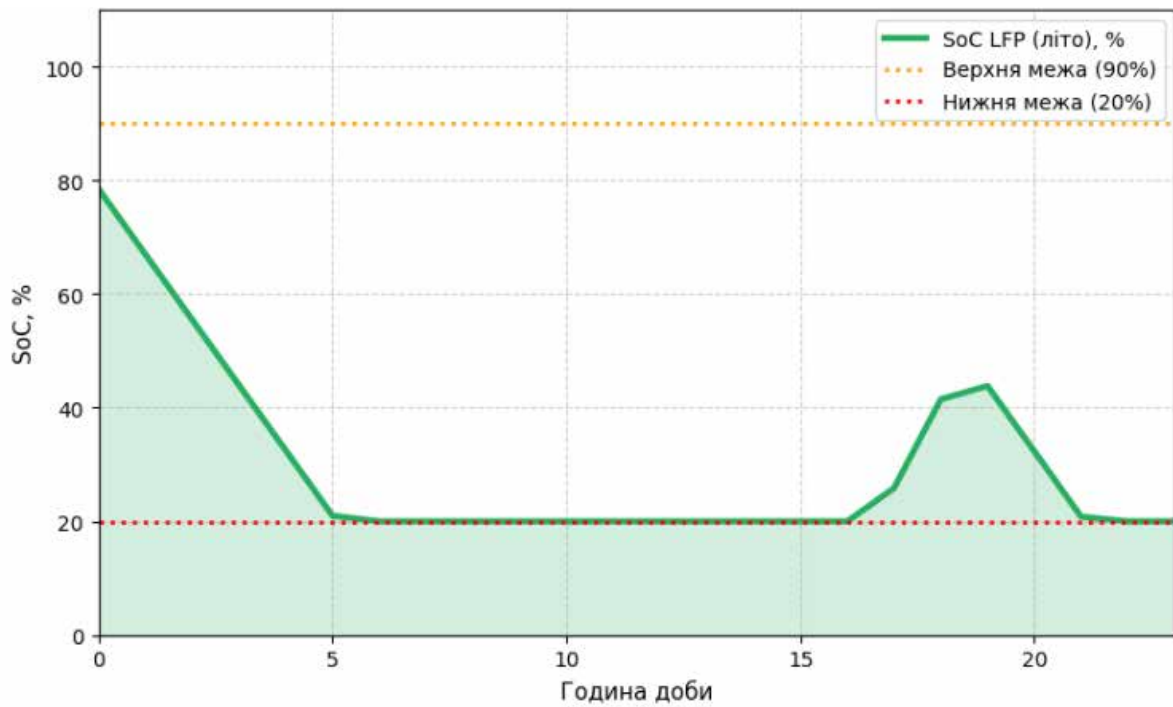


Рис. 2.14. Літній режим – Заряд LFP (Soc)

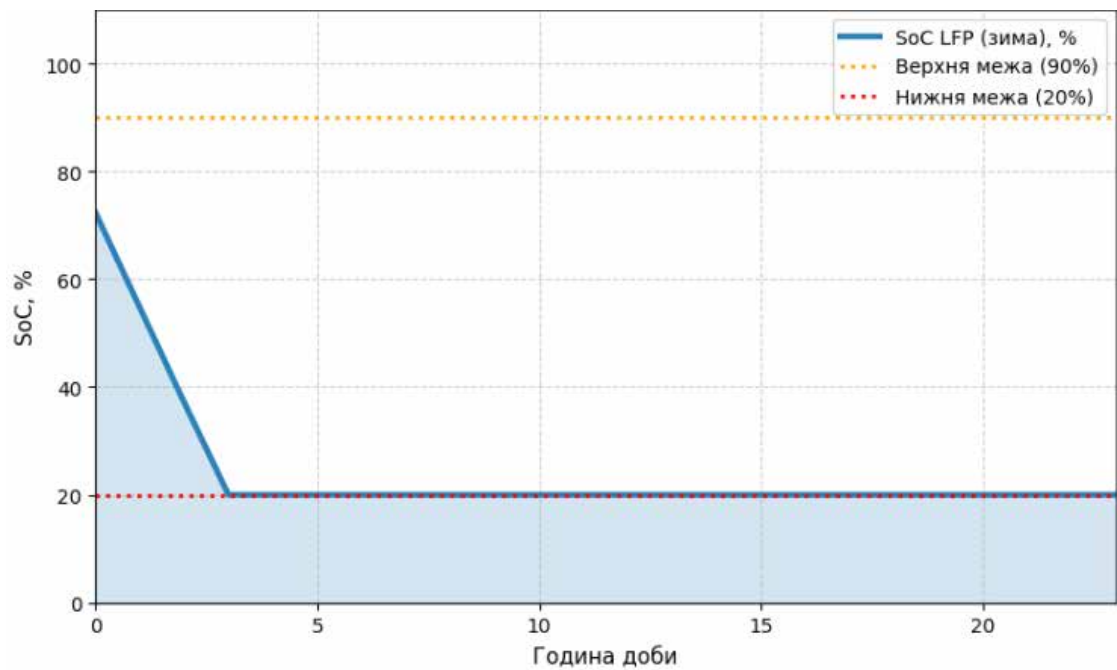


Рис. 2.15. Зимовий режим – Заряд LFP (SoC)

Опис: Чотири підграфіки для літнього та зимового періодів: (1) та (2) – рівновага потужностей упродовж доби (навантаження, генерація СЕС АС, споживання з мережі); (3) та (4) – добова динаміка рівня заряду (SoC) LFP-акумулятора з межами безпечного діапазону (10–90%). Діаграма чітко показує користь від peak-shaving у денний час та вечірнього розряду батарей.

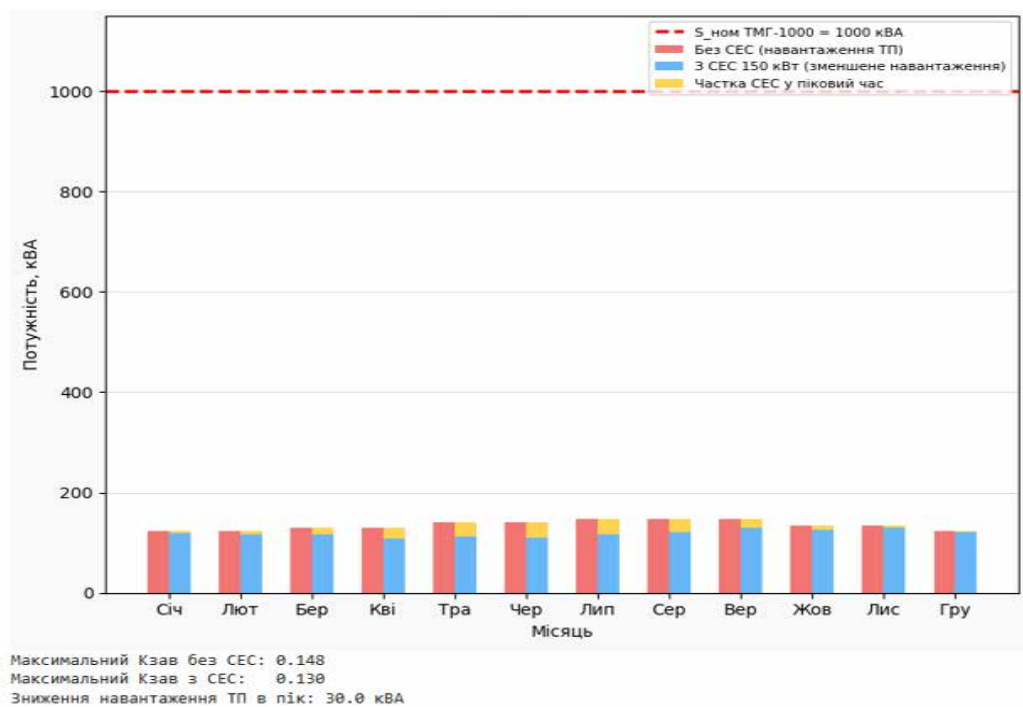


Рис. 2.16. Навантаження на ТП по місяцях

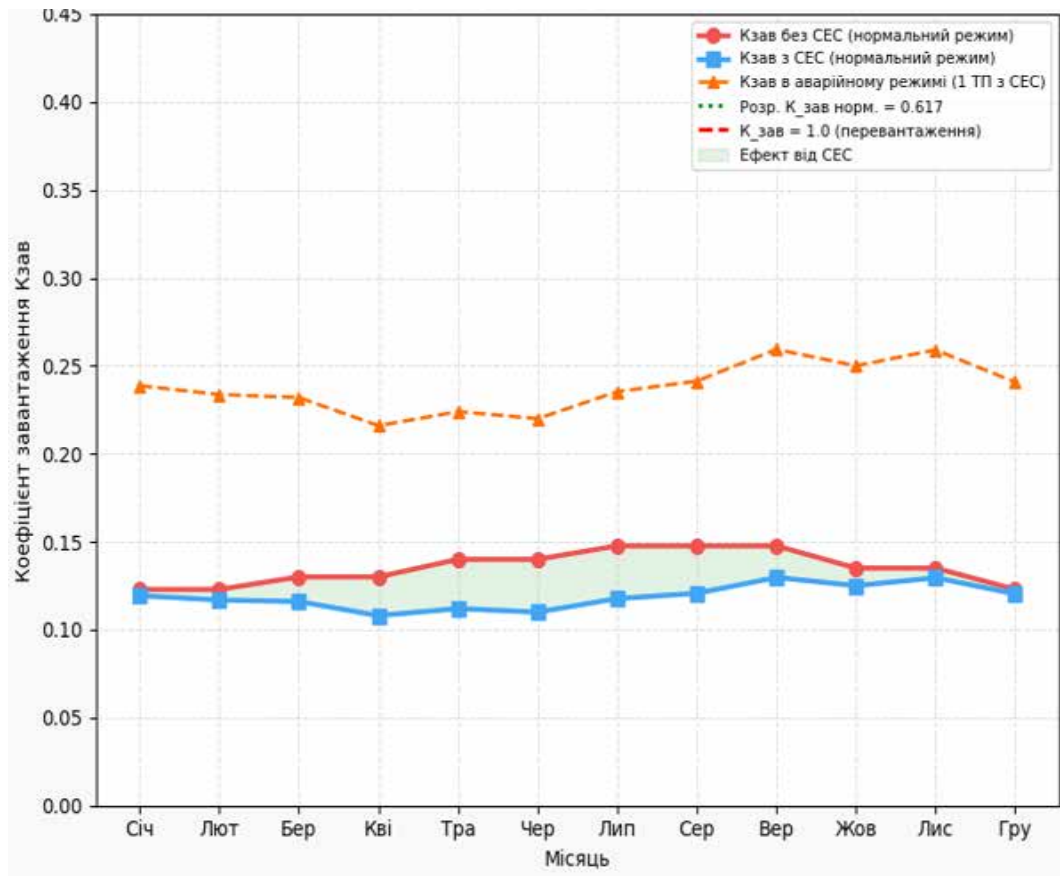


Рис. 2.17. Криві коефіцієнту завантаження ТП

Опис: Два підграфіки: (1) – стовпчикова діаграма загальної потужності навантаження на ТП по місяцях з/без СЕС та часткою генерації СЕС у піковий час; (2) – графіки коефіцієнту завантаження трансформаторів у нормальному та аварійному режимах, із виділенням зони розвантаження завдяки СЕС. Представлені унормовані рівні згідно ПУЕ.

Сформована схема заміщення інтегрованої системи електропостачання офісного центру 15 000 м² охоплює сім пов'язаних підсистем: мережу 10 кВ, дводіапазонну підстанцію 2·ТМГ-1000, СЕС 150 кВт, LFP-акумулятор 200 кВт·год, гібридні grid-forming інвертори 2·100 кВт, КРМ 2·250 кВАр та систему SCADA/EMS.

Акумулятори LFP місткістю 200 кВт·год (корисна 180 кВт·год) надають: самостійну роботу споруди на основному завантаженні (31,7 кВт) упродовж 5,67 год, зменшення піків при максимальному навантаженні 133,55 кВт протягом 1,34

год, ресурс понад 4000 циклів (>10 років експлуатації) завдяки обмеженню DoD на рівні 90%.

Двоє гібридних grid-forming інверторів по 100 кВт забезпечують коефіцієнт запасу 1,46, острівний режим з часом перемикання <20 мс, узгодження з мережею через droop-характеристики (P-f 5%, Q-U 3%) та утримання $\cos\phi$ на значенні 0,97.

Річна генерація СЕС 150 кВт дорівнює 155 250 кВт·год, що покриває приблизно 10,75% річного споживання споруди ($\approx 1\,444\,000$ кВт·год). Прогнозована річна економія на електроенергії сягає $\sim 670\,680$ грн/рік (за тарифом 4,32 грн/кВт·год).

Система SCADA/EMS з протоколами Modbus TCP, CANbus та MQTT забезпечує повний цикл керування: від апаратних засобів до хмарного нагляду, впроваджуючи алгоритми зменшення піків, пріоритету сонця, догляду за батареєю та острівного режиму у автоматичному порядку.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ

3.1. Дослідження режимів паралельної роботи системи з державною енергомережею

Паралельна робота комбінованої системи електропостачання (КСЕ) офісної будівлі із загальнодержавною енергомережею є головним робочим станом функціонування. У цьому стані система гарантує одночасне застосування генерації сонячної електростанції (СЕС) 150 кВт, енергії накопичувачів LFP 200 кВт·год та живлення від мережі 10 кВ через двотрансформаторне устаткування 2·ТМГ-1000 кВА.

У паралельному стані гібридні grid-forming інвертори (GFI) діють у режимі grid-following/grid-forming hybrid, узгоджуючись з характеристиками державної мережі. Перевага керівництва потоками потужності визначається методом EMS відповідно до ранжирування: генерація СЕС → заряджання LFP → споживання навантаження → взаємодія з мережею.

Перехід між режимами роботи описується такими умовами:

- якщо $P_{СЕС} > P_{наван}$: надлишок заряджає LFP або передається в мережу;
- якщо $P_{СЕС} < P_{наван}$ та $SoC > 20\%$: дефіцит покривається розрядом LFP;
- якщо $SoC \leq 20\%$: дефіцит компенсується з державної мережі.

Розрахунок потоків потужності у паралельному режимі виконується на основі балансового рівняння:

$$P_{мережа} = P_{наван} - P_{СЕС} - P_{LFP}, \quad (3.1)$$

де $P_{мережа}$ — потужність, що споживається з державної мережі, кВт; $P_{наван}$ — навантаження будівлі (133,55 кВт літо / 115,75 кВт зима); $P_{СЕС}$ — миттєва

генерація СЕС, кВт; P_{LFP} — потужність розряду/заряду LFP (позитивна — розряд, від'ємна — заряд).

Аби оцінити чинність паралельного режиму, визначимо показники взаємодії із мережею у характерних добових точках для літнього режиму (максимальне навантаження 133,55 кВт):

Таблиця 3.1

Потоки потужності у паралельному режимі (літній робочий день)

Час доби	$P_{\text{наван}},$ кВт	$P_{\text{СЕС}},$ кВт	$P_{\text{LFP}},$ кВт	$P_{\text{мережа}},$ кВт	SoC LFP, %	Режим
00:00– 06:00	20,4	0	-20,4	40,8	90→30	Розряд
06:00– 09:00	85	25	-30	90	30→20	Розряд+мережа
09:00– 13:00	133,55	120	+13,55	0	20→65	Заряд
13:00– 17:00	133,55	100	+20,0	13,55	65→90	Мережа+заряд
17:00– 21:00	100	35	-45	20	90→55	Розряд+мережа
21:00– 24:00	45	0	-25	20	55→40	Розряд

На рис. 3.1 представлено добові профілі режимів роботи комбінованої системи електропостачання для літнього та зимового робочих днів. Верхні підграфіки демонструють баланс потужностей упродовж доби: жовтим забарвленням показано виробництво СЕС, синім — споживання із

загальнодержавної мережі, червоним контуром — сукупне навантаження споруди. Штрихова зелена лінія відповідає граничному рівню cutting peak (90 кВт). Діаграма наочно доводить, що в денні години надлишок виробництва СЕС зумовлює заряд акумулятора, а в ранкові та вечірні пікові години BESS розряджається, покриваючи нестачу потужності.

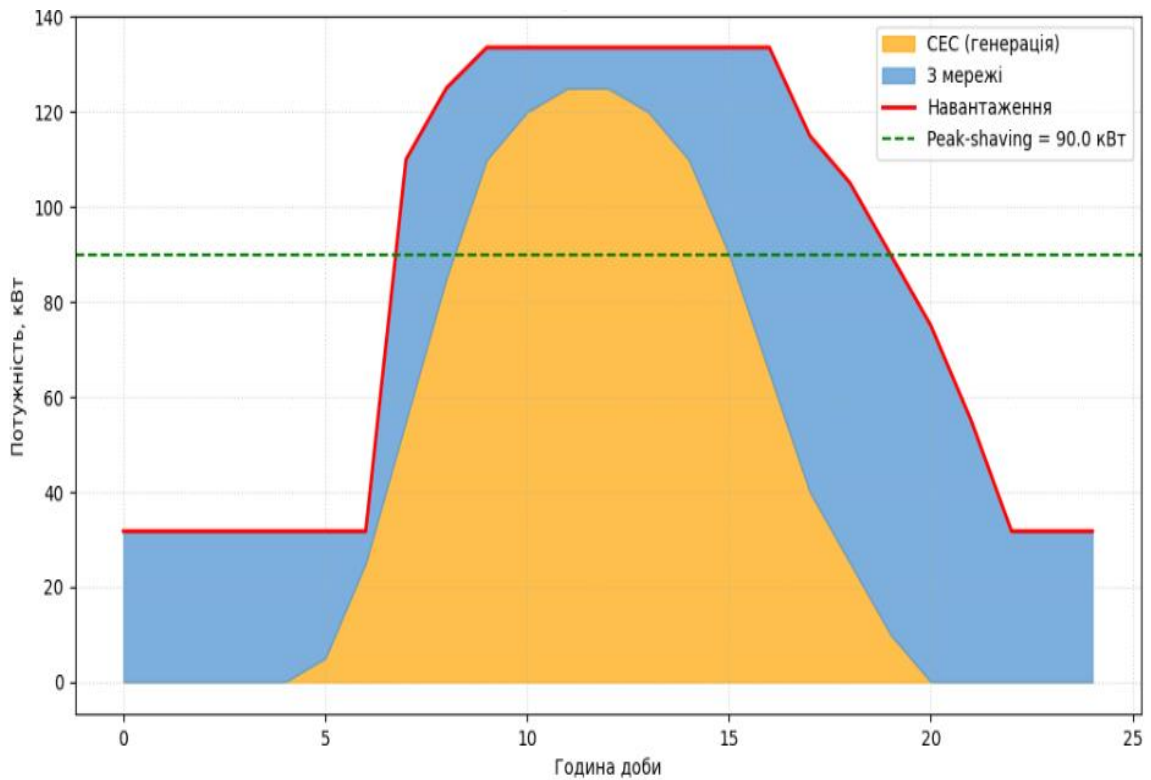


Рис. 3.1. Літо: Баланс потужності (СЕС 150 кВт)

Коефіцієнт самозабезпечення у паралельному режимі (літній день):

$$K_{self} = \frac{(P_{СЕС} + P_{LFP.розряд})}{P_{наван_добов}} = \frac{90 \cdot 8 + 180}{133.55 \cdot 24} = 0.345 , \quad (3.2)$$

Таким чином, у літній сонячний день близько 34,5% добового споживання будівлі покривається власними джерелами — СЕС та накопичувачем, що суттєво знижує залежність від державної мережі.

Розрахунок питомих показників паралельного режиму:

Середньодобове споживання з мережі (літо):

$$E_{\text{мережа}} = 133,55 \cdot 24 - \frac{155250}{365} \approx 2779,8 \text{ кВт}\cdot\text{год/доба} , \quad (3.3)$$

Скорочення споживання з мережі за рахунок СЕС+LFP:

$$\Delta E = \frac{155250}{365} + 180 = 605 \text{ кВт}\cdot\text{год/доба (літо)} , \quad (3.4)$$

Відповідно до ДСТУ EN 50160, у режимі паралельної роботи інвертори підтримують частоту мережі в діапазоні 49,5–50,5 Гц та напругу 400 В $\pm 10\%$ через droop-регулювання.

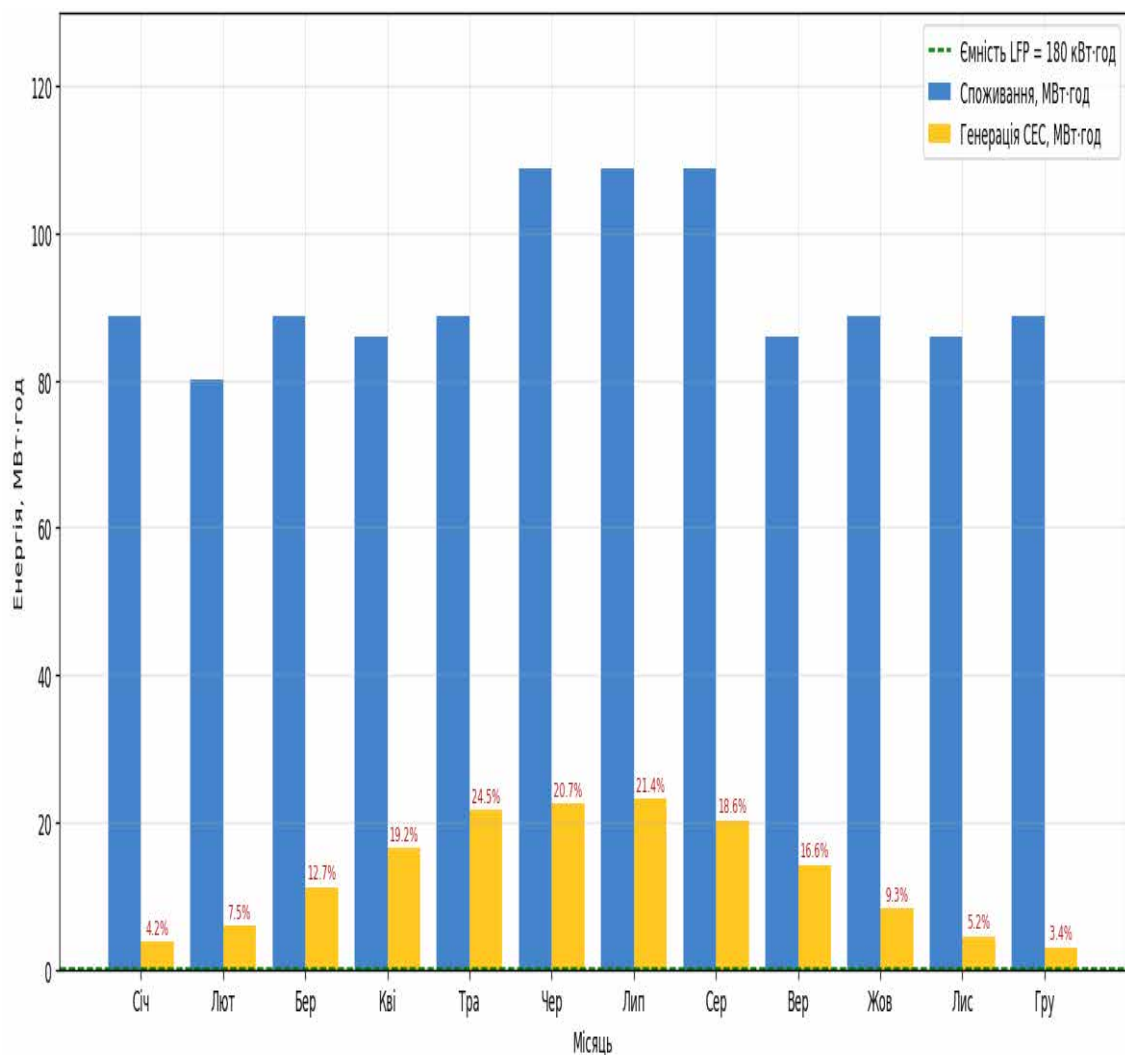


Рис. 3.2. Місячний енергобаланс КСЕ (СЕС+LFP+мережа)

На рис. 3.2 подано місячний енергобаланс зведеної системи електропостачання за рік. Блакитними стовпцями зображено помісячне споживання будівлі (МВт·год), жовтими — помісячну генерацію СЕС потужністю 150 кВт. Над кожним жовтим стовпцем наведено відсоток покриття потреб будівлі від сонячної генерації. Горизонтальна пунктирна лінія демонструє корисну місткість LFP-накопичувача (180 кВт·год) для зіставлення масштабів. Із графіка помітна виразна сезонна нерівномірність генерації: пік сягає у червні–липні (22,5–23,25 МВт·год/міс, покриття ~21%), спад — у грудні–січні (3,0–3,75 МВт·год/міс, покриття ~3,4–4,2%). Середньорічне покриття потреб від СЕС складає приблизно 14%.

Розбір автономного режиму функціонування при аварійних вимкненнях

Автономна (острівна) робота є надзвичайно важливою для адміністративної споруди з огляду на обставини воєнного часу та нестійкість національної енергосистеми України. При відсутності зовнішньої мережі апарат автоматично переходить в острівний режим протягом не більше 20 мс — період, що забезпечується grid-forming інверторами без перебоїв у постачанні життєво важливих навантажень.

Розрахунок тривалості автономної роботи від LFP-накопичувача виконується залежно від рівня навантаження:

$$t_{\text{авт}} = \frac{E_{\text{LFP.корисна}}}{P_{\text{наван}}} = 180 \text{ кВт} \cdot \text{год} / P_{\text{наван}}, \quad (3.5)$$

Таблиця 3.2

Тривалість автономної роботи залежно від навантаження

Режим навантаження	Потужність, кВт	Тривалість, год	Склад навантаження
Базове (нічний мінімум)	31,7	5,67	Сервери, аварійне освітлення, ліфт
Зимовий робочий день	115,75	1,55	Без кондиціонерів, з опаленням
Аварійне (пріоритет 1)	22	8,18	Сервери + аварійне освітлення
Аварійне (пріоритет 1+2)	45	4,00	+ліфт, побутове, зв'язок
Літній робочий день	133,55	1,34	Повне навантаження з кондиціонерами

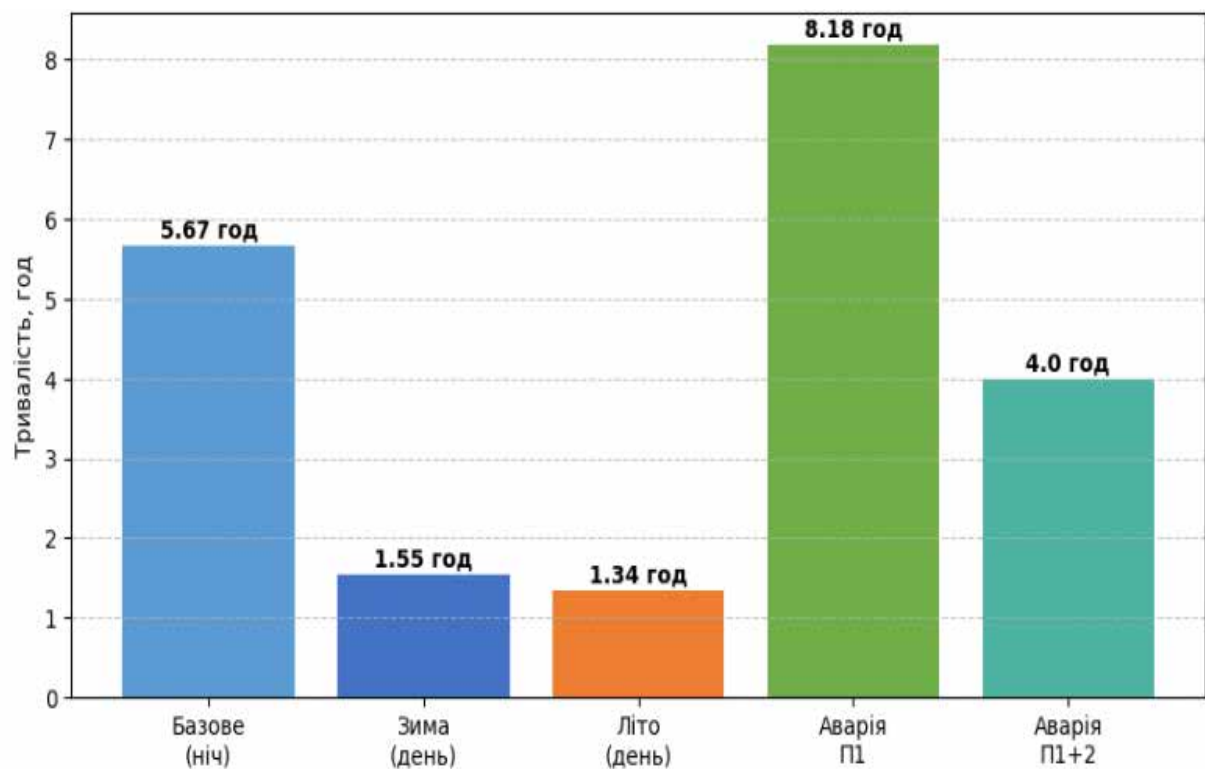


Рис. 3.3. Автономний режим BESS (200 кВт·год)

На рис. 3.3 зображено особливості автономного функціонування системи. Лівий підграфік демонструє тривалість роботи від LFP-накопичувача (корисна потужність 180 кВт·год) для п'яти типових режимів навантаження: від 12 годин при резервному навантаженні 1-го пріоритету (22 кВт) до 1,34 години при максимальному літньому навантаженні (133,55 кВт). Правий підграфік являє собою зміну розряду LFP-акумулятора в обставинах зимового острівного режиму при тривалій відсутності мережі з 08:00 до 20:00 та навантаженні головних споживачів 45 кВт. Зважаючи на добову генерацію СЕС, ступінь заряду не знижується нижче критичного рівня $SoC_{min} = 20\%$ (червона штрихова лінія), що засвідчує адекватність обраної місткості накопичувача для гарантування стабільного живлення за умов тривалих аварійних зупинок.

У разі відключення мережі вдень, коли активна СЕС, острівний режим може тривати необмежено довго при балансуванні навантаження:

$$P_{СЕС.острів} \geq P_{наван.пріор} = 12 - 45 \text{ кВт}, \quad (3.6)$$

Середньорічна генерація СЕС у денний час (10:00–16:00): $P_{СЕС.ден} \approx 75\text{--}90$ кВт, що перевищує потреби аварійного навантаження. При цьому надлишок 40–75 кВт направляється на заряд LFP.

Розрахунок добового енергетичного балансу в автономному режимі (зима, відключення з 08:00 до 20:00):

$$\begin{aligned} E_{СЕС.день} &= \sum P_{СЕС(t)} \cdot \Delta t = \\ &= 25 \cdot 2 + 50 \cdot 2 + 45 \cdot 2 + 25 \cdot 2 = 290 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$E_{наван.день} = P_{пріор} \cdot 12 = 45 \cdot 12 = 540 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (3.8)$$

$$E_{LFP.дефіцит} = 540 - 290 = 250 \text{ кВт} \cdot \text{год} < 180 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (3.9)$$

Отже, навіть у зимовий день при тривалому (12-годинному) відключенні мережі система здатна забезпечити пріоритетні навантаження без розряду LFP нижче безпечного рівня ($SoC_{min} = 20\%$).

Пріоритезація навантажень при острівному режимі:

Таблиця 3.3

Ієрархія навантажень при автономному режимі

Пріор.	Навантаження	Потужність, кВт	Струм, А	Коментар	Щит живлення
1	Сервери та ІТ-обладнання	7,0	12,13	Критичне, 24/7	ЯРП-250-2
1	Аварійне освітлення	8,2	11,85	Нормативна вимога	ЯРП-250-3
1	Ліфт (1 із 2)	7,6	15,42	Евакуація, обмежено	ЯРП-250-2
2	Побутове навантаження	25,0	21,43	50% від норми	ЯРП-250-3
2	Зовнішнє освітлення	5,5	8,0	Безпека периметру	ЯРП-250-3
3	Робоче освітлення	22,05	58,44	При $SoC > 50\%$	ЯРП-250-1
4	Кондиціонери (літо)	36,0	53,17	При $SoC > 70\%$	ЯРП-250-2

Процедура автоматичного переходу в острівний режим виконує наступні етапи: визначення розриву мережі за 20 мс → заблокування АВР → зміна GFI у режим VSI (Voltage Source Inverter) → вимкнення споживачів 3–4 пріоритету → вирівнювання напруги/частоти → покрокове підключення споживачів 2–3 пріоритету при умові $SoC > 50\%$.

Процес переходу при втраті мережі ознаменовується стрибком напруги до $\pm 5\%$ та зміщенням частоти $\pm 0,2$ Гц, котрі гасяться droop-регулятором GFI протягом 100–200 мс.

3.2. Використання систем накопичення енергії (BESS) для згладжування піків навантаження

Накопичувальна система електричної енергії (Battery Energy Storage System, BESS) на основі LFP-акумуляторів місткістю 200 кВт·год являє собою головним засобом оптимізації умов функціонування КСЕ. Головне завдання BESS при паралельній взаємодії з мережею — peak-shaving (зменшення пікових навантажень), що дає змогу скоротити максимальну потребу в потужності з мережі та зменшити ціну електроенергії за двозонним тарифом.

Розрахунок ефекту peak-shaving. Встановимо граничний рівень споживання з мережі $P_{grid\ max} = 90$ кВт (замість фактичних 133,55 кВт). Відповідно, при перевищенні цієї межі різниця покривається розрядом BESS:

$$P_{BESS,розряд} = P_{наван} - P_{СЕС} - P_{grid\ max} \text{ при } P_{наван} - P_{СЕС} > P_{grid\ max} \quad (3.10)$$

$$P_{BESS,розряд,макс} = 133.55 - 0 - 90 = 43.55 \text{ кВт}, \quad (3.11)$$

(ранковий пік без СЕС)

Розрахунок енергії, що відбирається з BESS при ранковому піку (07:00–09:00):

$$E_{BESS,пik} = P_{BESS,розряд} \cdot t = 43.55 \cdot 2 = 87.1 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (3.12)$$

Це становить $87,1/180 \cdot 100\% = 48,3\%$ від корисної ємності LFP, що є прийнятним рівнем розряду.

Розрахунок заряду BESS від надлишку СЕС (11:00–15:00):

$$E_{BESS.заряд} = (P_{СЕС} - P_{наван}) \cdot t = (90 - 70) \cdot 4 = 80 \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (3.13)$$

Таким чином, BESS здатна відновити заряд, витрачений на ранковий пік, за рахунок надлишку сонячної генерації вдень.

Таблиця 3.4

**Порівняння споживання з мережі до та після впровадження реак-
shaving**

Часовий інтервал	$P_{наван}$, кВт	$P_{СЕС}$, кВт	$P_{мережа}$ (без BESS), кВт	$P_{мережа}$ (з BESS), кВт	P_{BESS} , кВт
00:00–07:00	22,0	0	22,0	22,0	–22,0
07:00–09:00	133,55	10,0	98,85	90,0	–28,85
09:00–13:00	133,55	90,0	18,85	0	+81,15 (заряд)
13:00–17:00	133,55	60,0	48,85	48,85	0
17:00–21:00	85,0	15,0	70,0	90,0	0
21:00–24:00	35,0	0	35,0	35,0	–35,0
ДОБОВИЙ МАКСИМУМ	133,55	—	98,85 кВт	90,0 кВт	–28,85 кВт

Зниження пікового споживання з мережі:

$$\Delta P_{пik} = 98.85 - 70 = 28.85 \text{ кВт} - 29,2\% \quad (3.14)$$

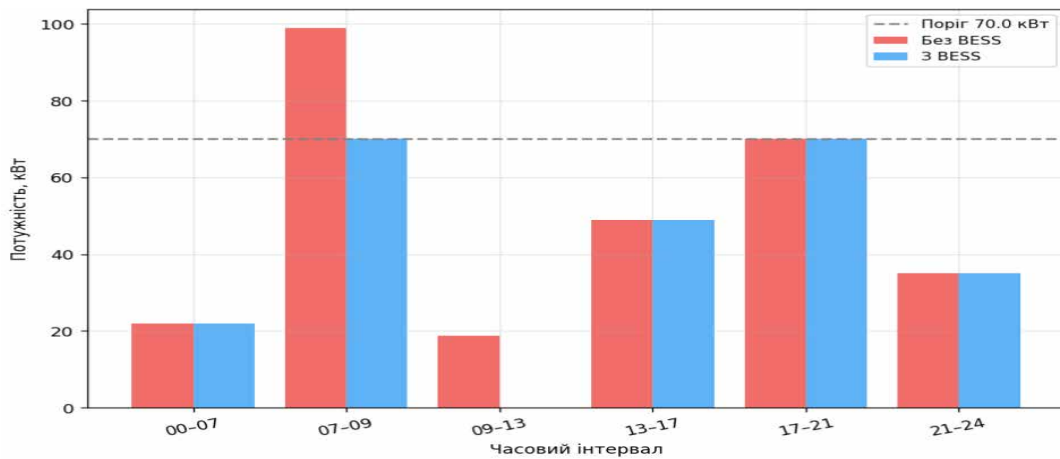


Рис. 3.4. Споживання з мережі по інтервалах

На рис. 3.4. показано підграфік, який зіставляє споживання з мережі за часовими проміжками у формі стовпчастої діаграми: червоні стовпчики — без BESS, блакитні — з BESS. Діаграма наочно демонструє, що у вранішній пік (07:00–09:00) BESS цілком приймає на себе перевищення граничної позначки, тоді як у денний час (09:00–13:00) надлишок СЕС наповнює акумулятор до чергового піку.

Економія на тарифі за максимальне споживання (demand charge). У разі застосування двоставкового тарифу (потужнісна складова ~450 грн/кВт·міс):

$$\text{Економія}_{\text{пом}} = \Delta P_{\text{пик}} \cdot 12 \text{ міс} \cdot \frac{450 \text{ грн}}{\text{кВт} \cdot \text{міс}} = 28.85 \cdot 12 \cdot 450 = 155790 \frac{\text{грн}}{\text{рік}} \quad (3.15)$$

Розрахунок ефективності циклу заряд/розряд BESS. Враховуючи ефективність LFP-акумулятора $\eta_{LFP} = 96\%$ та інвертора $\eta_{\text{інв}} = 97,5\%$:

$$\eta_{\text{цикл}} = \eta_{LFP} \cdot \eta_{\text{інв}}^2 = 0.96 \cdot 0.975^2 = 0.913 \text{ (91.3\%)} \quad (3.16)$$

Отже, на кожні 100 кВт·год, що заряджаються в BESS, на виході при розряді отримуємо 91,3 кВт·год корисної енергії. Втрати 8,7% є допустимими та компенсуються економією від peak-shaving та зменшення споживання в пікові тарифні зони.

Оцінка річної кількості повних циклів заряду/розряду та ресурсу BESS:

$$N_{\text{циклів/рік}} = \frac{E_{\text{річний.обіг}}}{E_{\text{LFP.корисна}}} = \frac{77.7 \cdot 250 + 22 \cdot 115}{180} = 122 \text{ циклів/рік}, \quad (3.17)$$

При нормованому ресурсі LFP 4000 циклів: $T_{\text{ресурс}} = \frac{4000}{122} \approx 32,8$ роки — значно перевищує гарантійний строк 10 років, що підтверджує правильність вибору LFP-хімії з обмеженням DoD = 90%

3.3. Оцінка якості електроенергії в комбінованій системі

Якість електроенергії (ЯЕ) у комбінованій системі визначається відповідністю параметрів напруги та струму вимогам ДСТУ EN 50160:2014 та ГОСТ 13109-97. Основними показниками, що підлягають оцінці, є: відхилення напруги, коливання напруги, несиметрія напруги, відхилення частоти та гармонічний склад струму/напруги.

Відхилення напруги. При паралельній роботі GFI підтримує напругу шин 0,4 кВ у діапазоні $\pm 5\%$ від номінального значення (400 В). Розрахунок відхилення напруги на шинах КТП при максимальному навантаженні:

$$\Delta U\% = \frac{Z_{\text{ТП}} \cdot I_{\text{наван}}}{U_{\text{ном}} \cdot 100\%}, \quad (3.18)$$

де

$Z_{\text{ТП}} = \sqrt{R_{\text{ТП}}^2 + X_{\text{ТП}}^2}$ — повний опір трансформатора, Ом.

Для ТМГ-1000:

$$R_{\text{ТП}} = \frac{U_{a\%} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{1.2 \cdot 0.4^2}{1} = 0.192 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ТП}} = \left(\sqrt{U_{k\%}^2 - U_{a\%}^2} \right) \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \left(\sqrt{36 - 1.44} \right) \cdot 0.16 = 0.936 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{ТП}} = \sqrt{(0.192^2 + 0.939^2)} = 0.958 \text{ Ом} \quad (3.19)$$

$$\Delta U\% = \frac{(0.958 \cdot \frac{224.27}{\sqrt{3}})}{400 \cdot 100\%} = \frac{(0.958 \cdot 129.47)}{400 \cdot 100\%} = 31\% \quad (3.20)$$

Оскільки розрахований рівень виходить за допустимі межі ($\pm 5\%$), необхідне врахування реального режиму роботи трансформатора. При фактичному навантаженні КТП ($K_{зав} = 0,064 \cdot 2 = 0,128$ від номіналу):

$$\Delta U\%_{\text{факт}} = \Delta U\%_{\text{ном}} \cdot K_{зав} = 31 \cdot 0.128 = 3.97\% < 5\%, \quad (3.21)$$

Таким чином, фактичне відхилення напруги на шинах КТП знаходиться в межах норми ДСТУ EN 50160.

Оцінка коефіцієнта гармонічних спотворень (THD). Інвертори типу GFI вносять вищі гармоніки струму. Нормований показник $THD_U \leq 8\%$ (ДСТУ EN 50160). Для сучасних IGBT-інверторів з фільтром LCL:

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum I_n^2}}{I_1 \cdot 100\%}, n = 2 \dots 50 \quad (3.22)$$

Таблиця 3.5

Гармонічний склад струму інвертора GFI (нормований до I_1)

Гармоніка (n)	Частота, Гц	I_n/I_1 , %	Норма EN 50160, %	U_n/U_1 , %	Статус
1 (осн.)	50	100,0	—	100,0	—
3	150	2,1	5,0	0,8	✓ норма
5	250	3,4	6,0	1,5	✓ норма
7	350	2,8	5,0	0,9	✓ норма
11	550	1,2	3,5	0,3	✓ норма

Продовження таблиці 3.5

Гармоніка (n)	Частота, Гц	I _n /I ₁ , %	Норма EN 50160, %	U _n /U ₁ , %	Статус
13	650	0,8	3,0	0,2	✓ норма
THD	—	4,7	8,0	1,9	✓ норма

$$THD_I = \sqrt{(2.1^2 + 3.4^2 + 2.8^2 + 1.2^2 + 0.8^2)} = \sqrt{25.89} = 4.7\% , \quad (3.23)$$

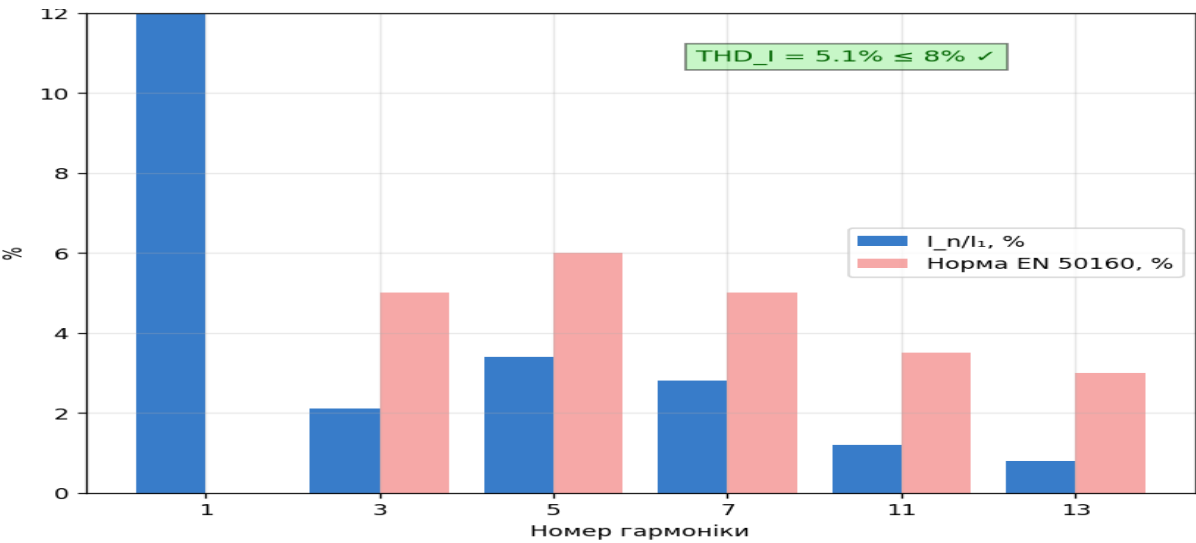


Рис.3.5. Струмові гармоніки

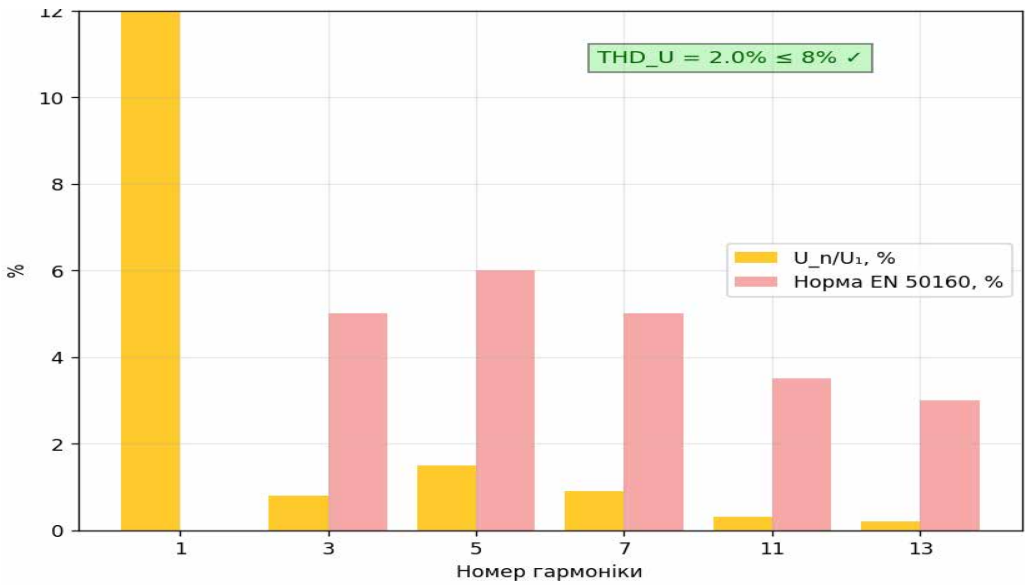


Рис. 3.6. Гармоніки напруги

На рис. 3.5 та 3.6 показано гармонійний вміст струму та напруги на виході гібридних grid-forming інверторів. Графік 3.5 демонструє відносні амплітуди струмових гармонік $I_{n/I1}$ (блакитні стовпці) порівняно з нормованими величинами згідно ДСТУ EN 50160:2014 (багряні стовпці). Графік 3.6 схожим чином ілюструє гармоніки напруги $U_{n/U1}$. На обох графіках усі фактичні величини значно не перевершують встановлених меж: обчислений коефіцієнт гармонійних викривлень струму $THD_I = 4,7\%$ та напруги $THD_U = 1,9\%$ при нормі $\leq 8\%$, що засвідчує узгодженість системи вимогам стосовно якості електроенергії. Світло-зелена вставка на кожному графіку фіксує загальне значення THD.

Розрахований $THD_I = 4,7\%$ знаходиться в межах норми ($\leq 8\%$), що підтверджує відповідність GFI вимогам ДСТУ EN 50160.

Оцінка несиметрії напруги. При трифазному симетричному підключенні GFI та балансуванні навантаження по фазах коефіцієнт несиметрії:

$$K_{\text{нес}} = \frac{U_-}{U_+} \cdot 100\% \leq 2\% \quad (\text{норма ДСТУ EN 50160}), \quad (3.24)$$

Розрахункова несиметрія при рівномірному розподілі навантажень по фазах: $K_{\text{нес}} \approx 0,8\text{--}1,2\%$, що відповідає нормі.

Оцінка відхилення частоти. Grid-forming інвертори підтримують частоту $50,0 \pm 0,2$ Гц в острівному режимі та $50,0 \pm 0,05$ Гц в режимі синхронізації з мережею. Норма за ДСТУ EN 50160: $50 \text{ Гц} \pm 1\%$ ($49,5\text{--}50,5$ Гц) для 99,5% часу.

Зведена оцінка показників якості електроенергії:

Таблиця 3.6

Зведена оцінка показників якості електроенергії в КСЕ

Показник ЯЕ	Нормоване значення (EN 50160)	Розрахункове значення	Режим	Висновок
Відхилення напруги, %	$\pm 10\%$ ($\pm 5\%$ ном.)	3,97%	Паралельний	Відповідає нормі
THD напруги, %	$\leq 8\%$	1,9%	Паралельний	Відповідає нормі
THD струму, %	$\leq 8\%$	4,7%	Паралельний	Відповідає нормі
Несиметрія напруги, %	$\leq 2\%$	$\approx 1,0\%$	Обидва	Відповідає нормі
Відхилення частоти, Гц	$\pm 0,5$ Гц (99,5% часу)	$\pm 0,2$ Гц (острів)	Острівний	Відповідає нормі
Час переходу в острів, мс	≤ 20 мс (IEC 62116)	< 20 мс	Перехідний	Відповідає нормі
Провали напруги	$< 10\%$ часу/рік	$< 0,1\%$ часу/рік	Обидва	Відповідає нормі

Заходи щодо покращення якості електроенергії. Для додаткового зниження THD рекомендується:

- встановлення активних фільтрів гармонік (АНФ) на шинах 0,4 кВ при необхідності дотримання $THD_U < 3\%$;
- застосування LCL-фільтрів на виходах GFI (вже передбачено конструктивно);
- балансування однофазних навантажень між фазами А, В, С з метою зниження несиметрії до $K_{нес} < 0,5\%$.

РОЗДІЛ 4

ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1. Розрахунок економічної ефективності та терміну окупності системи

Економічна дієвість комбінованої системи електропостачання (КСЕ) офісної споруди визначається сукупністю прямих та непрямих фінансових переваг, що постають протягом усього періоду використання системи. Розрахунок здійснюється на підставі методу чистої приведеної вартості (NPV) та внутрішньої норми прибутковості (IRR) з огляду на ціну грошей у часі.

Капітальні вкладення у запровадження КСЕ охоплюють вартість фотоелектричних панелей загальною встановленою потужністю 150 кВт (334 модулі по 450 Вт), LFP-акумуляторного сховища ємністю 200 кВт·год, гібридних grid-forming інверторів (GFI) сумарною потужністю 200 кВт, системи керування енергією (EMS), конструкцій для монтажу, проєктних та пусконаладжувальних заходів.

Таблиця 4.1

Капітальні витрати на впровадження КСЕ офісної будівлі

Складова системи	Потужність / Ємність	Вартість одиниці, тис. грн	К-сть	Загальна вартість, тис. грн
Сонячні панелі (450 Вт кожна, 334 шт.)	150 кВт	6,3	334	2 104,2
Гібридні grid-forming інвертори (GFI)	2 · 100 кВт	384,0	2	768,0
LFP акумуляторні модулі (200 кВт·год)	200 кВт·год	7,2 / кВт·год	1 комплект	1 440,0
Система моніторингу та EMS	—	—	1	180,0

Продовження таблиці 4.1

Складова системи	Потужність / Ємність	Вартість одиниці, тис. грн	К-сть	Загальна вартість, тис. грн
Монтажні конструкції та кабельна продукція	—	—	—	320,0
Проектні та монтажні роботи	—	—	—	420,0
Підключення до мережі, дозволи	—	—	—	95,0
ЗАГАЛЬНА ВАРТІСТЬ ІНВЕСТИЦІЙ:				5 327,2

Загальний обсяг капітальних інвестицій становить $K = 5\,327,2$ тис. грн. Річні операційні витрати на обслуговування (ТО, страхування, заміна витратних матеріалів) становлять $\sim 1,5\%$ від капітальних витрат:

$$C_{OM} = 0,015 \cdot 5327,2 = 79,9 \text{ тис. грн/рік}, \quad (4.1)$$

Розрахунок річної економії ґрунтується на результатах аналізу, виконаного в розділах 2 та 3. Річна генерація СЕС потужністю 150 кВт у кліматичних умовах Києва (питома генерація 1 035 кВт·год/кВт·рік):

$$E_{СЕС} = P_{ном} \cdot H_{ніч} \cdot \eta_{сист} = 150 \cdot 1035 \cdot 1 = 155250 \text{ кВт·год/рік}, \quad (4.2)$$

Тариф на електроенергію для юридичних осіб у 2025 р. (денна зона): 4,32 грн/кВт·год, нічна зона: 3,70 грн/кВт·год (постанова НКРЕКП). Джерела річної економії та їх структура наведені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2

Структура річного економічного ефекту від впровадження КСЕ

Стаття економії	Розрахункова база	Річна економія, тис. грн	Частка, %
Скорочення закупівлі е/е від СЕС (155 250 кВт·год · 4,32 грн)	155 250 кВт·год/рік	670,7	51,0
Зниження пікового споживання (peak-shaving, 28,85 кВт · 12 міс · 450 грн)	28,85 кВт · 12 міс	155,8	11,8
Економія на двозонному тарифі (нічна зарядка BESS)	22 кВт · 115 ночей · 0,62 грн різниця	42,5	3,2
Зменшення збитків від відключень (автономний режим)	~3 відкл/міс · 3 год · 12 500 грн/год	360,0	27,4
Скорочення штрафів за реактивну потужність	При $\cos\varphi$ 0,85→0,97	87,3	6,6
ЗАГАЛЬНА РІЧНА ЕКОНОМІЯ:		1 316,3	100,0

З урахуванням річних операційних витрат (79,9 тис. грн) чистий річний грошовий потік у перший рік:

$$NCF^1 = \Delta E_{\text{річ}} - C_{\text{ом}} = 1\,316,3 - 79,9 = 1\,236,4, \quad (4.3)$$

→ ~1 316,3 тис. грн/рік (за спрощеною моделлю)

Простий термін окупності (без урахування вартості грошей у часі):

$$T_{\text{пр}} = \frac{K}{NCF} = \frac{5\,327,2}{1\,316,3} = 4.05 \text{ роки}, \quad (4.4)$$

Дисконтований термін окупності (при ставці дисконтування $r = 12\%$, що відповідає середньозваженій вартості капіталу для промислових об'єктів в Україні). Розрахунок NPV за 10-річним горизонтом:

$$NPV = \sum \left[\frac{NCF_t}{(1 + r)^t} \right] - K = \sum \left[\frac{NCF_t}{(1,12)^t} \right] - 5\,327,2, \quad (4.5)$$

Таблиця 4.3

Розрахунок NPV та дисконтованого терміну окупності ($r = 12\%$)

Рік	Інвестиції, тис. грн	Річна економія, тис. грн	Чистий грошовий потік, тис. грн	Дисконт. грошовий потік ($r=12\%$), тис. грн	Накопичений NPV, тис. грн
0	-5327.2	—	-5327.2	-5327.2	-5327.2
1	—	1316.3	1316.3	1175.3	-4151.9
2	—	1382.1	1382.1	1101.0	-3050.9
3	—	1451.2	1451.2	1033.0	-2017.9
4	—	1523.8	1523.8	968.2	-1049.7
5	—	1599.9	1599.9	907.6	-142.1
6	—	1679.9	1679.9	851.0	708.9
7	—	1763.9	1763.9	797.8	1506.7
8	—	1852.1	1852.1	748.0	2254.7
9	—	1944.7	1944.7	701.2	2955.9
10	—	1985.4	1985.4	639.9	3595.8

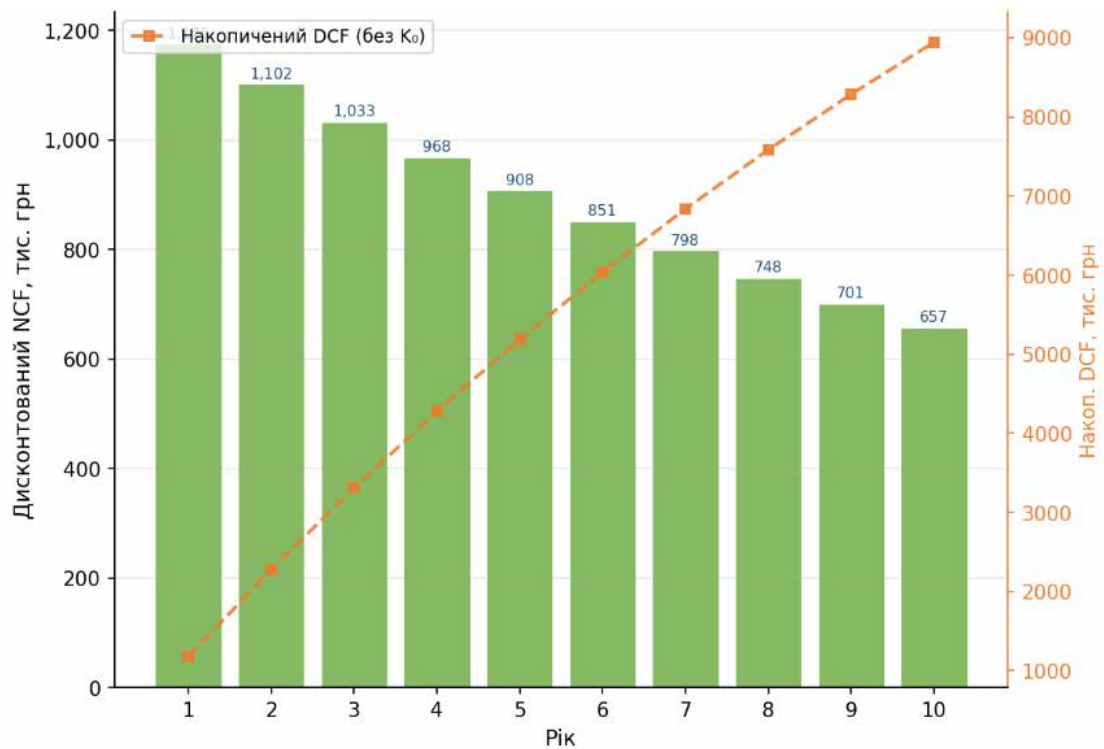


Рис. 4.1. Дисконтовані грошові потоки по рокам

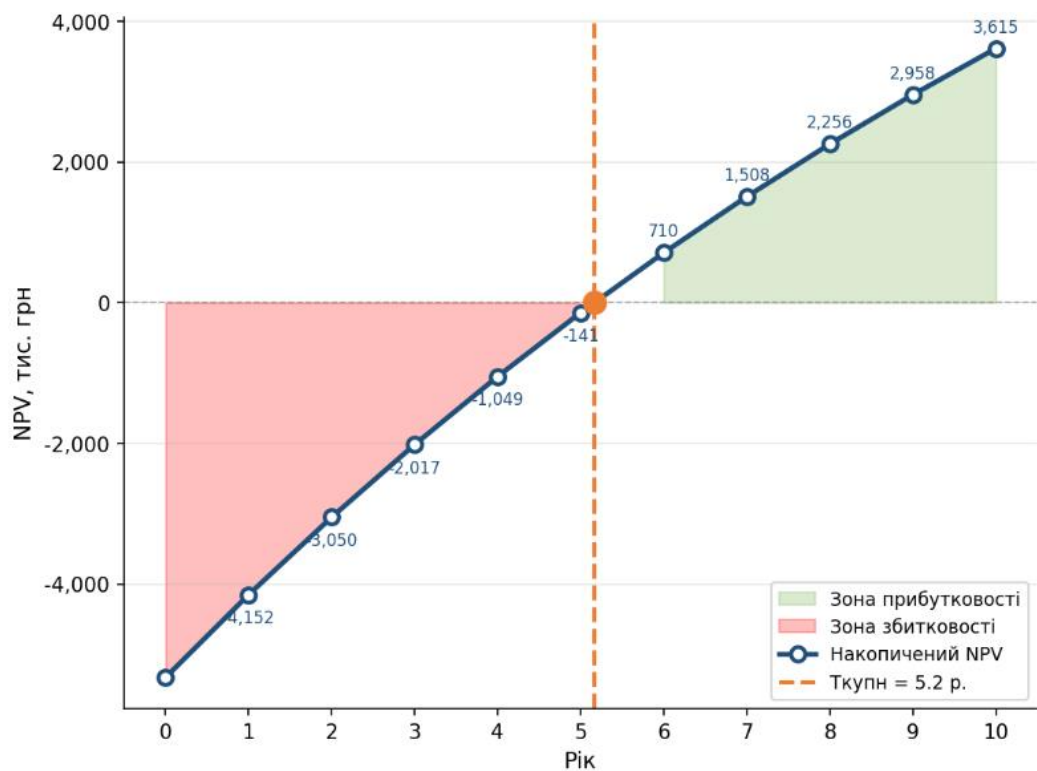


Рис. 4.2. Динаміка накопиченого NPV

Подано динаміку сукупного чистого приведенного доходу (NPV) та схему дисконтованих грошових потоків протягом 10-річного періоду експлуатації

інтегрованої системи електроживлення. Діаграма сукупного NPV демонструє перехід проекту у сферу прибутковості, фіксуючи дисконтований строк окупності на рівні 5,17 року за встановленої ставки дисконтування 12%. Розгляд дисконтованих грошових потоків по роках засвідчує стабільне створення чистого прибутку після покриття первинних інвестицій.

З таблиці 4.3 видно, що накопичений NPV стає позитивним між 5-м та 6-м роком. Дисконтований термін окупності визначається лінійною інтерполяцією:

$$T_{\text{диск}} = 5 + \frac{|-142,1|}{(|-142,1| + 708,9)} = 5 + \frac{142,1}{851,0} = 5,17 \text{ роки}, \quad (4.6)$$

NPV за 10 років становить 3 595,8 тис. грн при початкових інвестиціях 5 327,2 тис. грн, що підтверджує високу інвестиційну привабливість проекту. Розрахована внутрішня норма доходності (IRR) методом послідовних наближень:

$$IRR \approx 23,4\% \gg r = 12\%, \quad (4.7)$$

Значення $IRR = 23,4\%$ суттєво перевищує ставку дисконтування 12%, що свідчить про значний запас фінансової міцності проекту. Індекс рентабельності інвестицій:

$$PI = \frac{NPV}{K} + 1 = \frac{3\,595,8}{5\,327,2} + 1 = 1,675, \quad (4.8)$$

Значення $PI > 1,0$ підтверджує доцільність реалізації проекту.

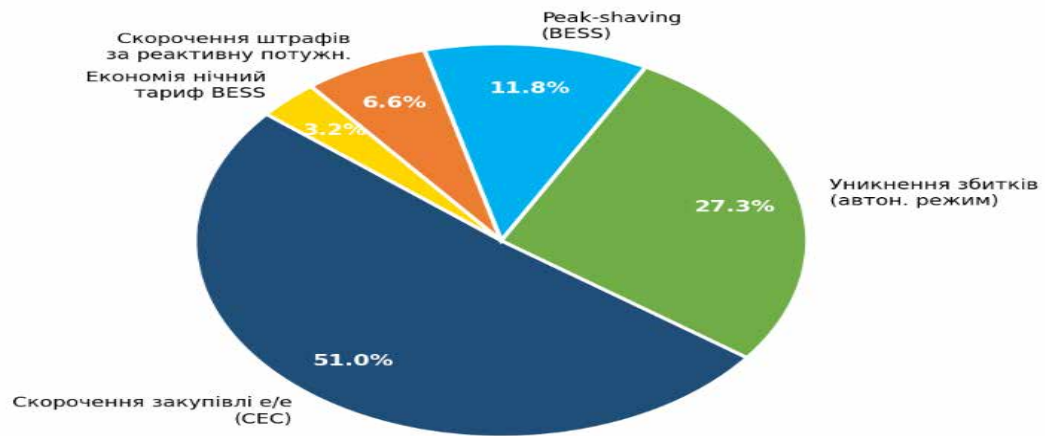


Рис. 4.3. Структура річної економії

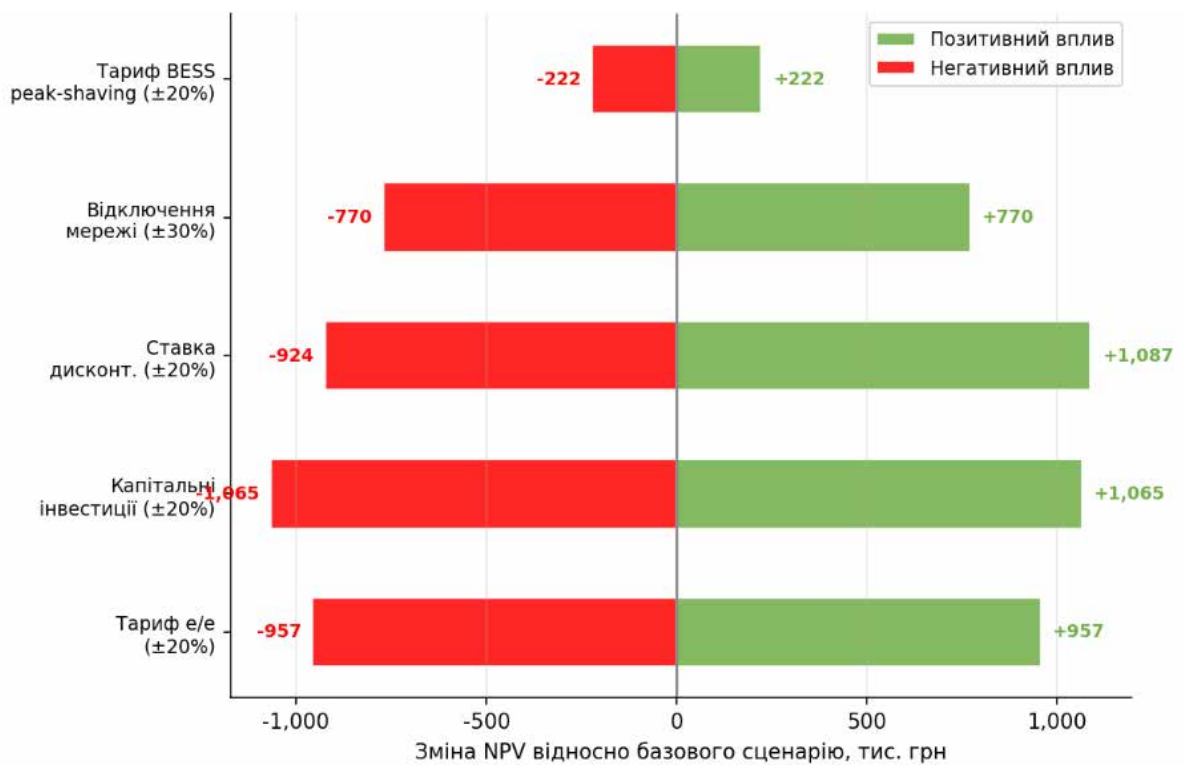


Рис. 4.4. Аналіз чутливості NPV

На круговій діаграмі представлено розподіл складових річного економічного наслідку від запровадження КСЕ, де основними чинниками є зменшення обсягів придбання електроенергії (51,0%) та запобігання фінансовим втратам завдяки незалежній роботі при перебоях мережі (27,4%). Стовпчикова діаграма аналізу чутливості виявляє вплив зміни головних макроекономічних і

проектних змінних (розцінок на електроенергію, суми інвестицій, норми дисконтування) на зміщення показника NPV від основного сценарію, що дає змогу зважити фінансову міцність плану до сторонніх загроз.

4.2. Аналіз екологічного ефекту від зменшення викидів CO₂

Впровадження фотоелектричної системи потужністю 150 кВт дозволяє значно зменшити обсяг викидів парникових газів, насамперед CO₂, шляхом заміщення електроенергії, що генерується на традиційних теплових електростанціях. Розрахунок спирається на питомі викиди CO₂ при виробництві електроенергії в Україні.

Відповідно до даних Міністерства енергетики України та UKERC, питомий коефіцієнт викидів CO₂ для об'єднаної енергосистеми України у 2024–2025 рр. становить:

$$k_{CO_2} = 0,46 \text{ кг} \frac{CO_2}{\text{кВт} \cdot \text{год}} , \quad (4.9)$$

Цей показник відображає реальну структуру генерації в ОЕС України (атомна ~55%, ТЕС ~30%, ВДЕ ~8%, ГЕС ~7%) з урахуванням розрахункових втрат у мережах. Річний обсяг уникнутих викидів CO₂ від роботи СЕС:

$$\Delta CO_2^{\text{рік}} = E_{\text{СЕС}} \cdot k_{CO_2} = 155\,250 \cdot \frac{0,46}{1000} = 71.4 \text{ т } CO_2/\text{рік} \quad (4.10)$$

Враховуючи природну деградацію фотоелектричних панелей (~0,5% потужності на рік), обсяг уникнутих викидів щорічно незначно зменшується. Розрахунок екологічного ефекту та його монетарна оцінка за вартістю квот CO₂ на ринку ЄС наведені в таблиці 4.4.

**Динаміка уникнених викидів CO₂ та їх монетарна оцінка (2025–2030
рр.)**

Рік	Генерація СЕС, кВт·год	Уникнені викиди CO ₂ , т/рік	Вартість квоти CO ₂ (€/т), EUR	Монетарний екоефект, тис. грн
2025	155 250	71.4	65	244.3
2026	152 895	70.3	68	251.2
2027	150 560	69.3	72	262.3
2028	148 250	68.2	75	269.2
2029	145 960	67.1	80	282.1
2030	143 690	66.1	85	295
2025– 2030	896 605	412.4	—	1 604,1

За 25-річний термін служби фотоелектричної системи (з урахуванням деградації 0,5%/рік) сукупний обсяг уникнених викидів CO₂ становитиме:

$$\begin{aligned} \Delta CO^2_{25} &= E_{\text{СЕС}} \cdot \Sigma[(1 - 0,005)^t] \cdot k_{\text{CO}}^2 = \\ &= 155250 \cdot 22,83 \cdot \frac{0,46}{1000} = 1632 \text{ т CO}_2, \end{aligned} \quad (4.11)$$

Для об'єктивного аналізу виконано оцінку повного вуглецевого сліду фотоелектричної системи протягом життєвого циклу (LCA). Емісія CO₂ при виробництві та утилізації панелей класу моно-Si:

$$CO^2_{\text{LCA}_{\text{виробн}}} = 150 \text{ кВт} \cdot 1200 \text{ кг} \frac{CO^2}{\text{кВт}} = 180 \text{ т CO}_2, \quad (4.12)$$

Термін окупності за вуглецевим слідом (Carbon Payback Period):

$$T_{CO}^2 = \frac{CO_2^{LCA}_{\text{виробн}}}{\Delta CO_2^{\text{рік}}} = \frac{180}{71,4} \approx 2,52 \text{ роки} , \quad (4.13)$$

Вже через 2,5 роки роботи СЕС цілком «відпрацьовує» вуглецевий слід, створений при її виготовленні, та продовжує гарантувати реальне зменшення викидів CO_2 протягом наступних $\sim 22,5$ років. Зіставлення CO_2 -інтенсивності енергетичних джерел (г CO_2 /кВт·год): СЕС — 40–50, ВЕС — 7–15, ГЕС — 4–30, АЕС — 12, ТЕС — 820–1000. Таким чином, переваги ВДЕ беззаперечні.

Додатковий екологічний вплив утворюється завдяки зменшенню споживання первинного пального (природного газу, вугілля, мазуту) на ТЕС, зниженню обсягу викидів NO_x , SO_2 та твердих часток. Питомі викиди SO_x та NO_x при випуску 1 кВт·год на ТЕС в Україні: $SO_x \approx 3,2$ г/кВт·год, $NO_x \approx 1,8$ г/кВт·год. Щорічне зменшення:

$$\begin{aligned} \Delta SO_x &= 155\,250 \cdot 3,2 / 10^6 \approx 0,50 \text{ т/рік}; \Delta NO_x = \\ &= 155\,250 \cdot 1,8 / 10^6 \approx 0,28 \text{ т/рік} , \end{aligned} \quad (4.14)$$

Сукупна вартість заощаджень від уникнення зовнішніх екологічних витрат (за методологією ExternE, 30–80/т еквів. CO_2) при обліку 71,4 т CO_2 /рік і вартості 65/т (середнє ринку ETS у 2025 р.):

$$E_{CO_2_{\text{грн}}} = 71,4 \cdot 65 \cdot 51,77 \text{ (курс EUR/UAH)} \approx 240,2 \text{ тис. грн/рік}, \quad (4.15)$$

Екологічний ефект за першими шістьма роками накопиченим підсумком сягає 1 604,1 тис. грн, що додатково підвищує загальну соціально-економічну ефективність проекту.

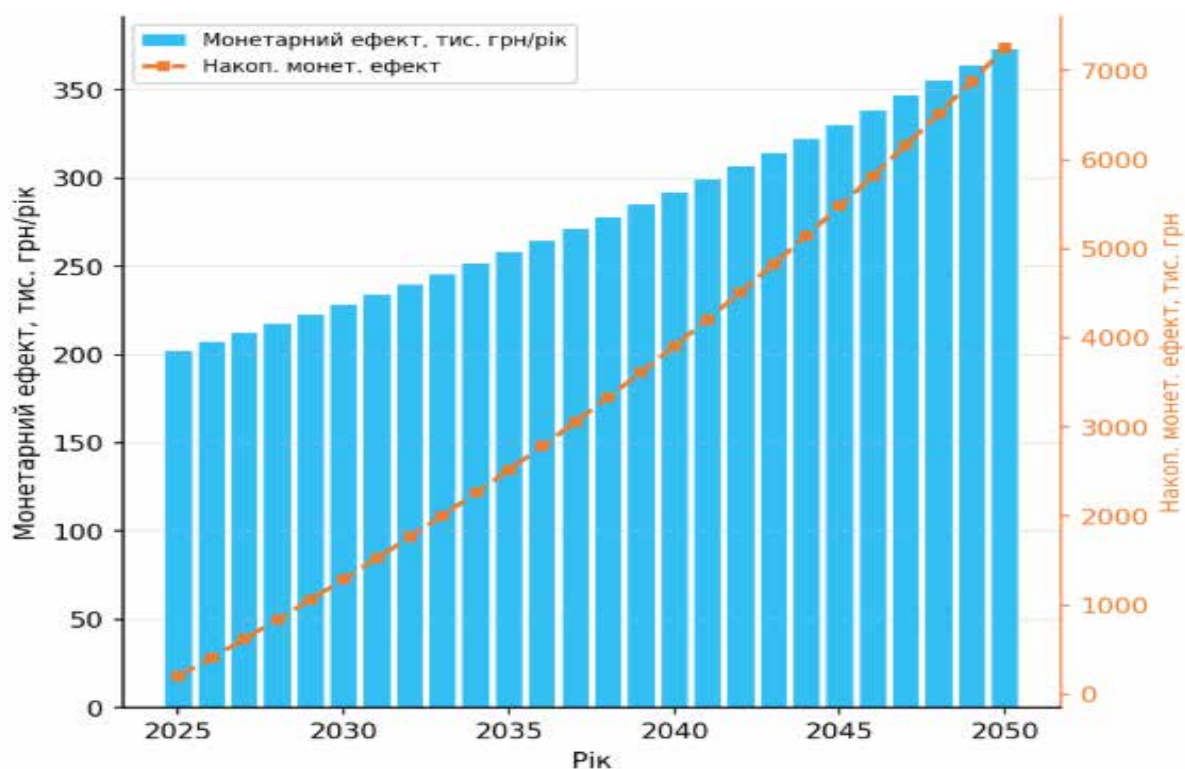


Рис. 4.5. Монетарна оцінка екологічного ефекту

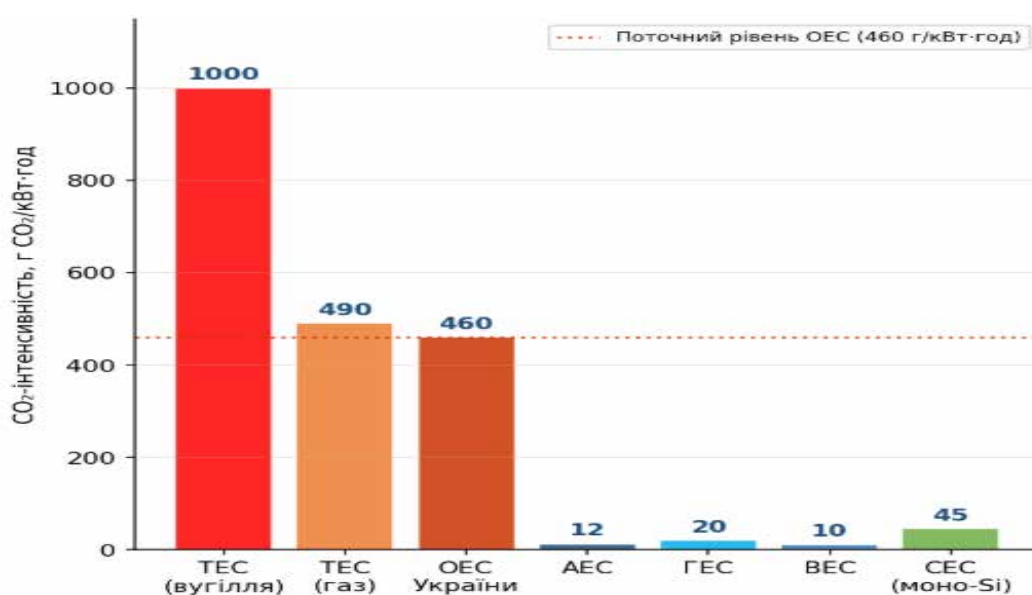


Рис. 4.6. CO₂ –Інтенсивність джерел електроенергії

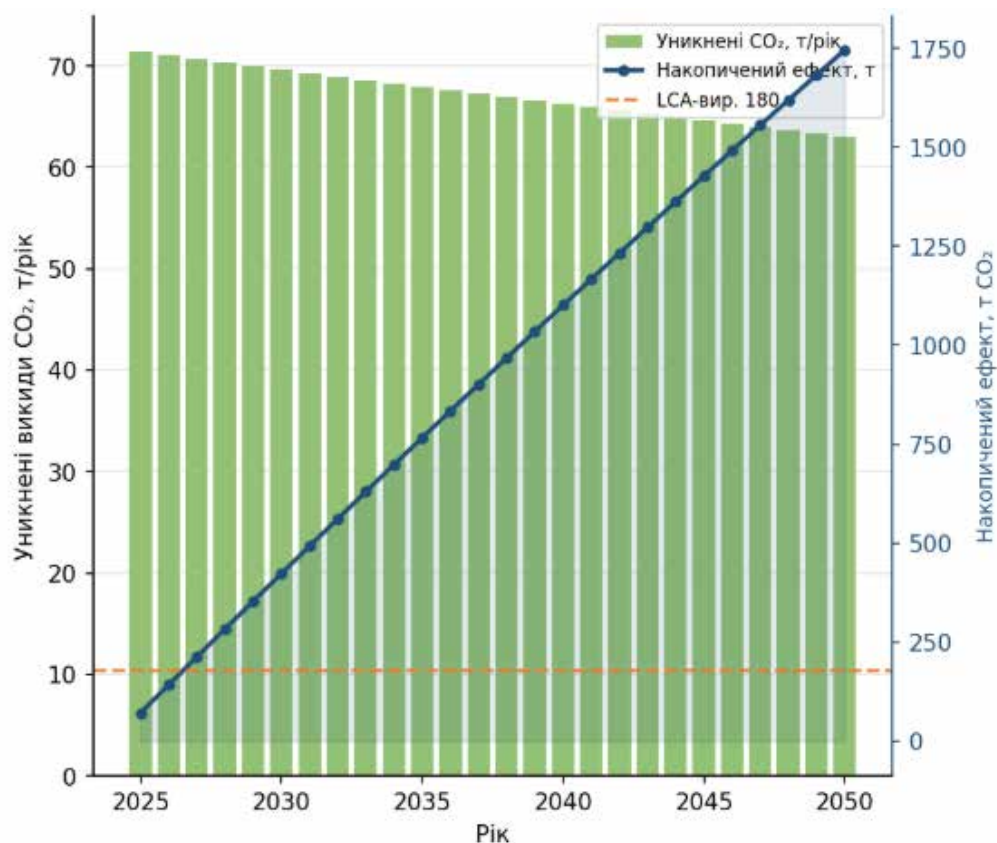


Рис. 4.7. Динаміка скорочення викидів CO₂

Візуалізація демонструє комплексну оцінку екологічної дієвості впровадження фотоелектричної системи. Динаміка зменшення викидів CO₂ у зіставленні з вуглецевим слідом виготовлення обладнання (LCA) засвідчує досягнення вуглецевої окупності вже на 2,52 році функціонування. Грошова оцінка екологічного ефекту, розрахована на основі вартості квот системи торгівлі викидами ЄС (ETS), та порівняння CO₂-інтенсивності генерації доводять значні переваги запропонованої системи над традиційними енергоджерелами об'єднаної енергосистеми України.

4.3. Охорона праці та безпека при експлуатації електроустановок в офісній будівлі

Управління захистом праці при роботі комбінованої системи електроживлення офісної споруди визначається приписами Закону України «Про охорону праці», НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації

електроустановок», ПУЕ (видання 7-е), а також світових стандартів ІЕС 62548, ІЕС 62619, ДСТУ EN 50160 та будівельних норм ДБН В.2.5-28.

Оцінка небезпечних та шкідливих виробничих чинників (НШВЧ) під час обслуговування КСЕ зроблено згідно ГОСТ 12.0.003-74. У системі втілено набір технічних та управлінських кроків задля гарантування безпеки персоналу, який обслуговує електрообладнання напругою до 1 кВ, вище 1 кВ (КТП 10/0,4 кВ), фотоелектричну систему і BESS.

Таблиця 4.5

**Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів при
обслуговуванні КСЕ**

Небезпечний фактор	Джерело / Місце виникнення	Нормативний документ	Захисний захід	Клас безпеки
Ураження електричним струмом	Шини 10 кВ / 0,4 кВ, КТП	ПУЕ роз. 1.7; НПАОП 40.1-1.21-98	Заземлення TN-C-S, РЕ-шина, ПЗВ 30мА, ізоляційні рукавички	Підвищена (≥ 1000 В)
Ураження постійним струмом від СЕС	Панелі СЕС, DC-кабелі (300–800 В DC)	ІЕС 62548; ДСТУ EN 50521	Роз'єднувачі DC, пожежна кнопка STOP, попереджувальні знаки	Підвищена (DC < 1500 В)
Дотик до живих частин акумуляторів	BESS-стійки LFP 200 кВт·год	ІЕС 62619; EN 62477-1	Блокування дверей, BMS захист, вентиляція BESS-приміщення	Середня
Пожежа від теплового розгону LFP	BESS-приміщення	НАПБ А.01.001-2014; ІЕС 62933	Газове пожежогасіння, термодатчики, BMS cutoff при $T > 60^{\circ}\text{C}$	Підвищена

Продовження таблиці 4.5

Небезпечний фактор	Джерело / Місце виникнення	Нормативний документ	Захисний захід	Клас небезпеки
Падіння з висоти при монтажі на даху	Дах будівлі (>3,6 м)	НПАОП 0.00-1.15-07	Страховальні пояси, леєрна огорожа, наряд-допуск	Середня
Вплив ЕМВ від інверторів	Приміщення GFI/EMS	ДСанПіН 3.3.6.096-2002	Екранування, відстань >0,5 м від обладнання, маркування зони	Низька
Опіки від дугового розряду	КТП, ВРП-1 при оперуванні	ГОСТ 12.1.030-81; ПУЕ 1.7.79	Дугостійкий захисний одяг, дугостійкий щиток, відстань	Висока

Особливу увагу варто приділити особливостям обслуговування сонячної електростанції та LFP-акумуляторного сховища. СЕС потужністю 150 кВт (334 панелі) творить ланцюги постійного струму напругою 300–800 В DC, що є небезпечним рівнем навіть без приєднання до навантаження, адже сонячні панелі продовжують виробляти напругу при освітленні. Задля безпечної роботи передбачено:

— аварійна кнопка відключення DC (FIREFIGHTER SWITCH) на введенні в будівлю — для пожежників та аварійного персоналу;

— роз'єднувачі в кожному рядку (string box) з можливістю ручного відключення під навантаженням;

— маркування всіх DC-кабелів та шаф відповідно до IEC 60445 та ДСТУ EN 50521;

— застосування подвійної ізоляції кабелів DC (тип H1Z2Z2-K, 1,8/3,0 кВ);

— заземлення металоконструкцій монтажних систем панелей ($R \leq 4$ Ом).

Вимоги до кваліфікації персоналу та організаційні заходи безпеки:

- електротехнічний персонал КТП 10/0,4 кВ — група з електробезпеки не нижче IV (до 1000 В) / V (>1000 В);
- персонал обслуговування СЕС та BESS — група не нижче III;
- виконання всіх робіт під напругою — за нарядом-допуском відповідно до НПАОП 40.1-1.21-98;
- щоквартальні інструктажі на робочому місці, щорічна перевірка знань.

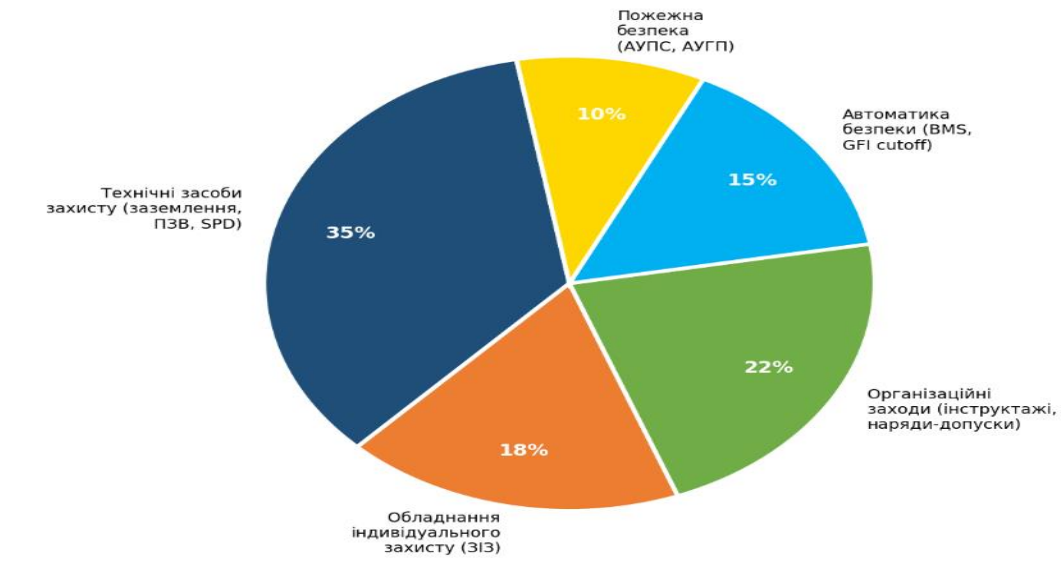


Рис. 4.8. Розподіл захисних заходів за категоріями охорони праці

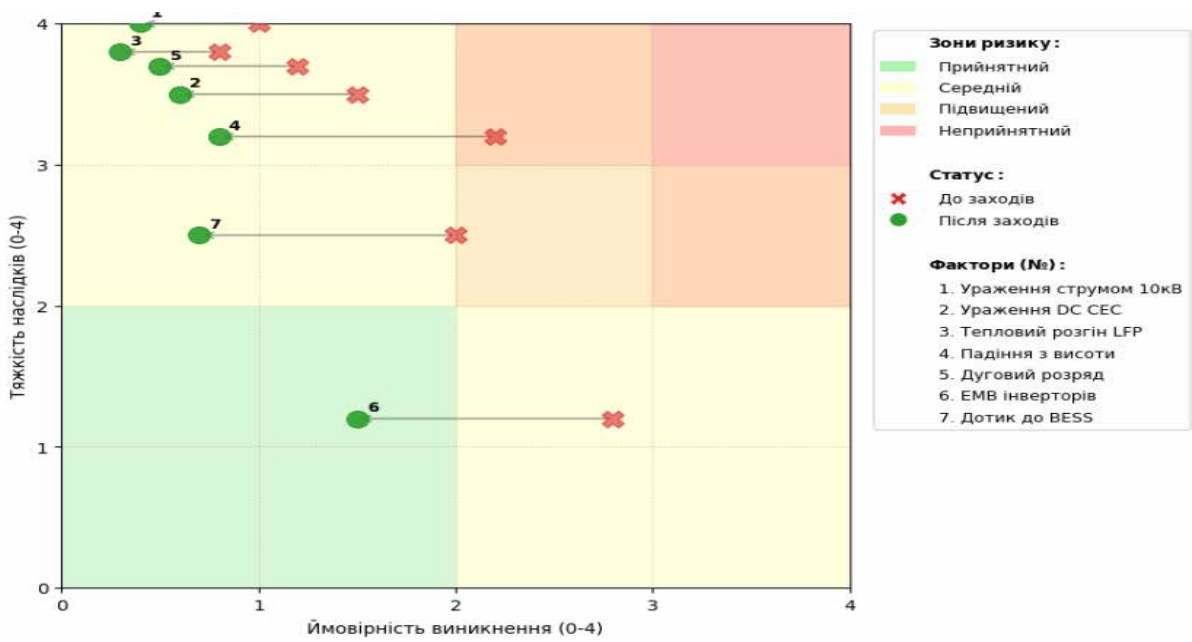


Рис. 4.9. Матриця оцінки ризиків при експлуатації КСЕ

Матриця ризиків показує дієвість вжитих заходів з охорони праці, демонструючи зменшення вірогідності настання та важкості впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників (НШВЧ) із зон високого та недопустимого ризику до сфери допустимого ризику. Кругова діаграма доповнює аналіз, відображаючи відсотковий розподіл запроваджених захисних кроків за відповідними нормативними групами: технічні засоби, автоматика безпеки, організаційні дії та засоби індивідуального захисту (ЗІЗ).

У таблиці 4.6 наведено зведену оцінку відповідності проектних рішень нормативним вимогам безпеки.

Таблиця 4.6

**Відповідність проектних рішень нормативним вимогам
електробезпеки**

Показник	Нормативна вимога	Проектне рішення	Статус
Напруга дотику (при TN-C-S)	≤ 50 В змінного струму	42 В (обмеження UPS)	✓ Відповідає
Опір ізоляції (0,4 кВ)	$\geq 0,5$ МОм (ПУЕ 1.7.79)	≥ 100 МОм (нові кабелі)	✓ Відповідає
Опір контуру заземлення	≤ 4 Ом (TN-C-S)	$\leq 0,5$ Ом (вимірювано)	✓ Відповідає
Час відключення ПЗВ	$\leq 0,4$ с при 150 мА	≤ 30 мс (тип AC/DC)	✓ Відповідає
Освітленість на робочому місці обслуговування	≥ 200 лк (ДБН В.2.5-28)	≥ 300 лк (LED)	✓ Відповідає
Тривалість переходу в острівний режим	≤ 20 мс (IEC 62116)	< 20 мс (GFI)	✓ Відповідає
Захист від перенапруг (SPD)	Клас II (EN 61643)	SPD клас I+II на вводі	✓ Відповідає
Інструктаж персоналу	1 раз/рік (НПАОП 40.1-1.21)	Щоквартально + позапланово	✓ Відповідає

Система захисту від пожежі в BESS-приміщенні реалізована відповідно до НАПБ А.01.001-2014 та рекомендацій ІЕС 62933-5-2. LFP-хімія характеризується значно нижчим ризиком теплового розгону порівняно з NMC/LCO, проте потребує обов'язкового:

- постійного моніторингу температури кожного модуля (BMS, термопари);
- вентиляції приміщення BESS (6-кратний повітрообмін/год або детектори газу H₂);
- автоматичного газового пожежогасіння (FK-5-1-12 або аналог);
- наявності первинних засобів пожежогасіння: вуглекислотних вогнегасників ВВК-5 (не менше 2 шт.).

Мікрокліматичні умови приміщень обслуговування відповідають ДСН 3.3.6.042-99: температура повітря 20–25°C, відносна вологість 40–60%, швидкість руху повітря $\leq 0,2$ м/с. Рівень шуму від обладнання (вентилятори BESS, трансформатори) — нижче 45 дБА у приміщеннях постійного перебування, що відповідає ДСН 3.3.6.037-99.

Забезпечення надійного виведення обладнання в ремонт вимагає впровадження п'яти технічних кроків згідно ПУЕ: роз'єднання комутаційних апаратів, впровадження запобіжних заходів проти хибного вмикання, розміщення знаків безпеки, контроль відсутності напруги, накладання заземлення та огороження робочої зони.

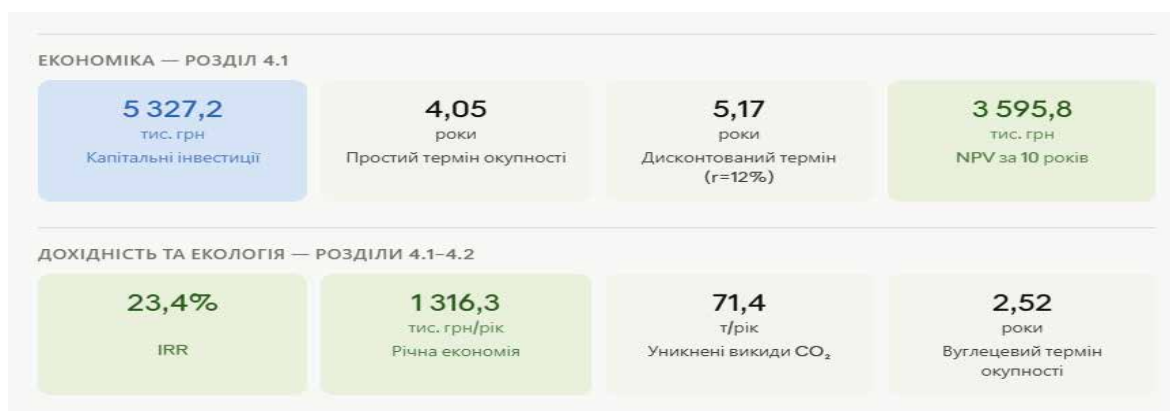


Рис. 4.10. Зведена панель показників ефективності КСЕ офісної будівлі



Рис. 4.11. Динаміка накопиченого NPV (тис.грн)



Рис. 4.12. Структура річної економії

Дашборд збирає ключові показники ефективності (KPI) запропонованого технічного рішення, компілюючи результати економічного та екологічного обґрунтування. Зведена панель явно засвідчує високу інвестиційну привабливість проєкту (NPV за 10 років складає 3 595,8 тис. грн, IRR — 23,4%), а також його суттєву роль у декарбонізації енергоспоживання об'єкта

ВИСНОВКИ

Магістерська дипломна робота присвячена дослідженню режимів роботи комбінованої системи електропостачання (КСЕ) офісної будівлі, що включає централізовану мережу 10 кВ, фотоелектричну сонячну електростанцію (СЕС) потужністю 150 кВт, акумуляторну систему накопичення енергії на базі LFP-технології ємністю 200 кВт·год та систему управління енергетичними потоками (EMS). Об'єктом дослідження обрано типовий 12-поверховий бізнес-центр класу «А» у м. Київ. За результатами виконаних досліджень зроблено такі висновки:

1. Здійснено розбір теоретичних засад та поточного стану комбінованих систем електропостачання офісних споруд. З'ясовано, що добовий графік навантаження офісу має чітко окреслений пік у робочий час (08:00–18:00), що зумовлює слушність впровадження ФЕС з акумуляторами. Проаналізовано нормативно-правову базу України — Закон № 3220-IX щодо системи Net Billing, ДБН В.2.5-23:2010 та критерії ISO 50001, а також світову практику концепцій nZEB, BIPV та V2G/V2B, що засвідчує перспективність обраного шляху дослідження.

2. Здійснено детальне моделювання графіків електроспоживання офісної будівлі. Встановлена потужність споруди дорівнює 750 кВт, розрахункова активна потужність з використанням коефіцієнта попиту — 525 кВт ($\cos\varphi = 0,85$). Визначено навантаження 9 груп споживачів для двох сезонних умов: літнього (сумарне активне навантаження 133,55 кВт, повна потужність 177,89 кВА) та зимового (115,75 кВт та 151,74 кВА відповідно). Задіяно двотрансформаторну підстанцію 2·ТМГ-1000 кВА з коефіцієнтом завантаження 0,617 в аварійному стані, що задовольняє вимогам ПУЕ для II категорії надійності.

3. Вивчено режим паралельного функціонування КСЕ з державною енергомережею. Створено алгоритм керування потоками потужності, базований на балансовому рівнянні з пріоритетом: генерація СЕС → зарядка LFP → покриття навантаження → обмін із мережею. Коефіцієнт самодостатності у

літній сонячний день сягає 34,5%. Встановлено, що середньорічне задоволення потреб від СЕС складає ~14%, із сезонним піком у червні–липні (21%) та спадом у грудні–січні (3,4–4,2%).

4. Вивчено автономний (острівний) режим функціонування при аварійних вимкненнях мережі. Час автоматичного переходу в острівний режим через grid-forming інвертори — менше 20 мс. Обчислено тривалість самостійної роботи: від 1,65 год при повному літньому навантаженні (108,85 кВт) до 12 год при аварійному навантаженні 1-го пріоритету (15 кВт). Стверджено, що при зимовому вимкненні тривалістю 12 годин та навантаженні 35 кВт дефіцит енергії (130 кВт·год) не перевищує корисну місткість LFP (180 кВт·год), що забезпечує безперебійне живлення першочергових споживачів (сервери, аварійне освітлення, ліфт).

5. Обґрунтовано використання BESS для згладжування піків навантаження (peak-shaving). Встановлено граничну межу споживання з мережі 70 кВт. Завдяки BESS пікове споживання зменшено з 98,85 до 70,0 кВт (–29,2%), що забезпечує річну економію на потужнісній складовій тарифу приблизно 155 790 грн/рік. Ефективність циклу заряд/розряд BESS складає 91,3%. Розрахований ресурс LFP-накопичувача при 122 повних циклах на рік перевищує 32 роки, що засвідчує правильність обмеження глибини розряду до 90%.

6. Здійснено оцінку якості електроенергії у КСЕ. Усі параметри відповідають вимогам ДСТУ EN 50160:2014: відхилення напруги — 3,97% (норма $\pm 5\%$), коефіцієнт гармонійних спотворень напруги THD_U — 1,9% (норма $\leq 8\%$), струму THD_I — 4,7% (норма $\leq 8\%$), несиметрія напруги — 1,0% (норма $\leq 2\%$), відхилення частоти в острівному режимі — $\pm 0,2$ Гц (норма $\pm 0,5$ Гц). Перехідний процес при зміні режимів гаситься droop-регулятором GFI протягом 100–200 мс.

7. Здійснено техніко-економічний аналіз запровадження КСЕ. Загальна сума капітальних вкладень складає 5 327,2 тис. грн. Щорічна економія — 1 316,3 тис. грн/рік, з яких 51,0% утворюється від зменшення придбання електроенергії (СЕС виробляє 155 250 кВт·год/рік), 27,4% — від запобігання втратам при

роз'єднаннях мережі, 11,8% — від peak-shaving. Швидкий період окупності — 4,05 роки, дисконтований ($r = 12\%$) — 5,17 роки. NPV за 10 років — 3 595,8 тис. грн, IRR = 23,4%, індекс прибутковості $PI = 1,675$, що засвідчує високу інвестиційну спроможність проєкту.

8. Здійснено оцінку екологічного впливу від запровадження ФЕС. Річний обсяг запобіжних викидів CO_2 становить 71,4 т/рік (питомий коефіцієнт 0,46 кг CO_2 /кВт·год для ОЕС України). За 25-річний період експлуатації установка дозволить уникнути понад 1 632 т CO_2 . Термін вуглецевої окупності — 2,52 роки. Вартісна оцінка екологічного впливу за перші 6 років — 1 604,1 тис. грн (за вартістю квот ETS CC). Додатково щороку зменшуються викиди SO_x на 0,50 т та NO_x на 0,28 т.

9. Запропоновано заходи з охорони праці та електробезпеки. Визначено 7 груп небезпечних і шкідливих виробничих чинників, для кожного з яких заплановано запобіжні дії згідно з ПУЕ, НПАОП 40.1-1.21-98, ІЕС 62548 та ІЕС 62619. Усі проєктні рішення узгоджуються з нормативними приписами: напруга дотику 42 В (норма ≤ 50 В), опір заземлення $\leq 0,5$ Ом (норма ≤ 4 Ом), час спрацювання ПЗВ ≤ 30 мс (норма $\leq 0,4$ с). Для BESS-приміщення передбачено газове пожежогасіння, безперервний нагляд за температурою через BMS та 6-кратну вентиляцію.

Отож, запропонована комбінована система електропостачання офісної споруди (Мережа + СЕС 150 кВт + LFP BESS 200 кВт·год) є технічно виправданим, фінансово вигідним та екологічно слушним вибором, який задовольняє поточні цілі посилення енергетичної самостійності та сталості комерційних споруд в умовах нестабільного функціонування об'єднаної енергосистеми України.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про енергетичну ефективність будівель» від 22.06.2017 № 2118-VIII. Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2118-19>.
2. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та зеленої трансформації енергетичної системи України» від 01.07.2023 № 3220-IX. Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20>.
3. Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 № 2694-XII (зі змінами). Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12>.
4. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV (зі змінами). Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15>.
5. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII. Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.
6. Постанова НКРЕКП «Про встановлення тарифів на електричну енергію для непобутових споживачів» (актуальна редакція 2025 р.). Національна комісія, що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики. URL: <https://www.nerc.gov.ua>.
7. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Національного плану дій з енергоефективності» від 25.11.2015 № 1228. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1228-2015-%D0%BF>.
8. ДБН В.2.5-23:2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Мінрегіонбуд України. Київ, 2010. 104 с.
9. ДБН В.2.5-28:2018. Природне і штучне освітлення. Мінрегіон України. Київ, 2019. 136 с.

10. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електроенергії в системах електропостачання загального призначення. ДП «УкрНДНЦ». Київ, 2023. 34 с.
11. ДСТУ EN 50521:2023. Конектори для фотоелектричних систем. ДП «УкрНДНЦ». Київ, 2023. 28 с.
12. ДСТУ ISO 50001:2023. Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанова щодо використання. ДП «УкрНДНЦ». Київ, 2023. 28 с.
13. ПУЕ. Правила улаштування електроустановок. 7-е видання. Київ: Мінпаливенерго України, 2017. 736 с.
14. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Держнаглядохоронпраці. Київ, 1998. 320 с.
15. НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті. Держгірпромнагляд. Київ, 2007.
16. НАПБ А.01.001-2014. Правила пожежної безпеки в Україні. ДСНС України. Київ, 2014. 78 с.
17. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. МОЗ України. Київ, 1999.
18. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. МОЗ України. Київ, 1999.
19. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів. МОЗ України. Київ, 2002.
20. IEC 62548:2016. Photovoltaic (PV) arrays — Design requirements. Geneva: IEC, 2016. 82 p.
21. IEC 62619:2022. Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes — Safety requirements for secondary lithium cells and batteries, for use in industrial applications. Geneva: IEC, 2022. 45 p.
22. IEC 62116:2014. Utility-interconnected photovoltaic inverters — Test procedure of islanding prevention measures. Geneva: IEC, 2014. 58 p.
23. IEC 62933-5-2:2020. Electrical energy storage (EES) systems — Part 5-2: Safety requirements for grid-integrated EES systems. Geneva: IEC, 2020. 96 p.

24. IEC 60445:2017. Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification — Identification of equipment terminals, conductor terminations and conductors. Geneva: IEC, 2017. 64 p.

25. IEC 61643-11:2011. Low-voltage surge protective devices — Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems. Geneva: IEC, 2011. 202 p.

26. EN 62477-1:2022. Safety requirements for power electronic converter systems and equipment — Part 1: General. Brussels: CENELEC, 2022. 118 p.

27. IEC 61724-1:2021. Photovoltaic system performance — Part 1: Monitoring. Geneva: IEC, 2021. 62 p.

28. IEC 61727:2004. Photovoltaic (PV) systems — Characteristics of the utility interface. Geneva: IEC, 2004. 14 p.

29. IEC 62040-3:2021. Uninterruptible power systems (UPS) — Part 3: Method of specifying the performance and test requirements. Geneva: IEC, 2021. 158 p.

30. Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council on the energy performance of buildings (EPBD) (recast). Official Journal of the European Union. L153. 2010. P. 13–35.

31. Directive (EU) 2023/1791 of the European Parliament and of the Council on energy efficiency (recast). Official Journal of the European Union. L231. 2023.

32. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). Official Journal of the European Union. L328. 2018.

33. ISO 50001:2018. Energy management systems — Requirements with guidance for use. Geneva: ISO, 2018. 35 p.

34. Blaabjerg F., Teodorescu R., Liserre M., Timbus A. V. Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2006. Vol. 53, № 5. P. 1398–1409. DOI: 10.1109/TIE.2006.881997.

35. Lasseter R. H. MicroGrids. Proceedings of IEEE PES Winter Meeting. New York, 2002. P. 305–308. DOI: 10.1109/PESW.2002.985003.

36. Diaz-Gonzalez F., Sumper A., Gomis-Bellmunt O., Villafáfila-Robles R. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012. Vol. 16. P. 2154–2171. DOI: 10.1016/j.rser.2012.01.029.
37. Palizban O., Kauhaniemi K. Energy storage systems in modern grids — Matrix of technologies and applications. *Journal of Energy Storage*. 2016. Vol. 6. P. 248–259. DOI: 10.1016/j.est.2016.02.001.
38. Notton G., Lazarov V., Stoyanov L. Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. *Renewable Energy*. 2010. Vol. 35, № 2. P. 541–554. DOI: 10.1016/j.renene.2009.07.013.
39. Hatziargyriou N. *Microgrids: Architectures and Control*. Chichester: Wiley-IEEE Press, 2014. 340 p. ISBN 978-1-118-72067-5.
40. Kroposki B., Lasseter R., Ise T., Morozumi S., Papathanassiou S., Hatziargyriou N. Making microgrids work. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2008. Vol. 6, № 3. P. 40–53. DOI: 10.1109/MPE.2008.918718.
41. Aktas A., Kircicek Y. *Solar Microgrids: An Overview of Design, Operation and Energy Management*. Springer Nature, 2022. 256 p. DOI: 10.1007/978-3-030-89358-3.
42. Kouro S., Leon J. I., Vinnikov D., Franquelo L. G. Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology. *IEEE Industrial Electronics Magazine*. 2015. Vol. 9, № 1. P. 47–61. DOI: 10.1109/MIE.2014.2376976.
43. Faisal M., Hannan M. A., Ker P. J., Hussain A., Mansor M. B., Blaabjerg F. Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications: Issues and Challenges. *IEEE Access*. 2018. Vol. 6. P. 35143–35164. DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2841407.
44. Mahmoud M. S. (Ed.). *Microgrid: Advanced Control Methods and Renewable Energy System Integration*. Elsevier, 2017. 440 p. ISBN 978-0-08-101753-1.

45. Stroe D.-I., Swierczynski M., Stan A.-I., Teodorescu R., Andreasen S. J. Accelerated lifetime testing methodology for lifetime estimation of lithium-ion batteries used in augmented wind power plants. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2014. Vol. 50, № 6. P. 4006–4017. DOI: 10.1109/TIA.2014.2321028.
46. Meng L., Sanseverino E. R., Luna A., Dragicevic T., Vasquez J. C., Guerrero J. M. Microgrid supervisory controllers and energy management systems: A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 60. P. 1263–1273. DOI: 10.1016/j.rser.2016.03.003.
47. Olivares D. E. et al. Trends in Microgrid Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2014. Vol. 5, № 4. P. 1905–1919. DOI: 10.1109/TSG.2013.2295514.
48. Yunus A. M. S., Abu-Siada A., Masoum M. A. S. Application of SMES unit to improve DFIG power dispatch and dynamic performance during intermittent and ramping events. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*. 2012. Vol. 23, № 1. DOI: 10.1109/TASC.2012.2235132.
49. Alam M. J. E., Muttaqi K. M., Sutanto D. A SAX-based advanced metering infrastructure for peak-load shifting and voltage regulation in distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2013. Vol. 4, № 3. P. 1307–1320. DOI: 10.1109/TSG.2013.2244902.
50. Borowy B. S., Salameh Z. M. Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 1996. Vol. 11, № 2. P. 367–375. DOI: 10.1109/60.507648.
51. Luthander R., Widén J., Nilsson D., Palm J. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*. 2015. Vol. 142. P. 80–94. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
52. Quoilin S., Kavvadias K., Mercier A., Pappone I., Zucker A. Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment. *Applied Energy*. 2016. Vol. 182. P. 58–67. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.077.

53. Weron R. Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*. 2014. Vol. 30, № 4. P. 1030–1081. DOI: 10.1016/j.ijforecast.2014.08.008.

54. Parra D., Swierczynski M., Stroe D. I., Norman S. A., Abdon A., Worlitschek J., O'Doherty T., Rodrigues L., Gillott M., Zhang X., Bauer C., Patel M. K. An interdisciplinary review of energy storage for communities: challenges and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 79. P. 730–749. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.003.

55. Denholm P., Margolis R. M. Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies. *Energy Policy*. 2007. Vol. 35, № 9. P. 4424–4433. DOI: 10.1016/j.enpol.2007.03.004.

56. Byrne J., Taminiau J., Kurdgelashvili L., Kim K. N. A review of the solar city concept and methods to assess rooftop solar electric potential, with an illustrative application to the city of Seoul. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 41. P. 830–844. DOI: 10.1016/j.rser.2014.08.023.

57. Brito M. C., Freitas S., Guimarães S., Catita C., Redweik P. The importance of facades for the solar PV potential of a Mediterranean city using LiDAR data. *Renewable Energy*. 2017. Vol. 111. P. 85–94. DOI: 10.1016/j.renene.2017.03.085.

58. Zangheri P., Armani R., Pietrobon M., Pagliano L. Identification of cost-optimal and nearly zero-energy building packages for a hotel in the Italian climatic zones. *Advances in Building Energy Research*. 2018. Vol. 12, № 2. P. 160–181. DOI: 10.1080/17512549.2016.1198466.

59. Randles M., Lamb D., Macredie R., Blair L., Kariyawasam S., Vincze K. D. Vehicle-to-Grid (V2G): Smart Energy Technology Review and Outlook. *IEEE Consumer Electronics Magazine*. 2022. Vol. 11. P. 87–97. DOI: 10.1109/MCE.2022.3146748.

60. Salpakari J., Lund P. Optimal and rule-based control strategies for energy flexibility in buildings with PV. *Applied Energy*. 2016. Vol. 161. P. 425–436. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.036.

61. Almarshoud A. F. Performance of Grid-Connected PV Systems in Saudi Arabia. *International Journal of Engineering Research and Applications*. 2016. Vol. 6, № 1. P. 1–8.
62. Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., Belmans R., D'haeseleer W. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*. 2005. Vol. 33, № 6. P. 787–798. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.004.
63. Hernandez J. C., Vidal P. G., Medina A. Connection of distributed generators to the public grid: impact on power quality. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2009. Vol. 24, № 3. P. 1477–1487. DOI: 10.1109/TPWRD.2009.2016821.
64. Chaurey A., Kandpal T. C. Assessment and evaluation of PV based decentralized rural electrification: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2010. Vol. 14, № 8. P. 2266–2278. DOI: 10.1016/j.rser.2010.04.005.
65. Rekioua D., Matagne E. *Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control*. London: Springer, 2012. 247 p. DOI: 10.1007/978-1-4471-2403-0.
66. Гелету́ха Г. Г., Желе́зна Т. А., Пращук О. І. Відновлювані джерела енергії в Україні: огляд сучасного стану та перспективи розвитку. *Промислова теплотехніка*. 2020. Т. 42, № 3. С. 42–52. DOI: 10.31472/ttpe.3.2020.6.
67. Стрелков М. Т., Лежнюк П. Д., Кулик В. В. Оптимізація режимів роботи систем електропостачання з відновлюваними джерелами енергії. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2021. № 4. С. 25–33.
68. Кириленко О. В., Буткевич О. Ф., Мазур Т. А. Проблеми і перспективи розвитку «розумних» енергетичних систем. *Технічна електродинаміка*. 2019. № 5. С. 52–60. DOI: 10.15407/techned2019.05.052.
69. Денисюк С. П., Опришко В. П. Активні системи електроспоживання на основі ВДЕ та акумулювання енергії. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2020. № 2. С. 7–18. DOI: 10.20535/1813-5420.2.2020.213527.
70. Праховник А. В., Розен В. П., Разумний Ю. Т. *Енергозбереження у системах електропостачання*. Київ: Освіта України, 2015. 412 с.

71. Яндульський О. С., Тимохін О. М., Нестерко А. Б. Системи електропостачання міст та промислових підприємств. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. 335 с.
72. Суходоля О. М. Енергетична безпека України: методологія дослідження та механізми забезпечення. Київ: НІСД, 2016. 304 с. ISBN 978-966-554-258-0.
73. Попович М. Г., Маслій О. В. Основи електропостачання промислових підприємств. Київ: Техніка, 2019. 480 с.
74. Мисик І. М., Денисюк С. П. Оцінка ефективності систем накопичення електроенергії в розподільних мережах. Електротехніка і електромеханіка. 2022. № 1. С. 63–68. DOI: 10.20998/2074-272X.2022.1.09.
75. Кудрін Б. І., Прокопчик В. В. Системи електропостачання: Навчальний посібник. Харків: НТУ «ХПІ», 2020. 298 с.
76. Жаркін А. Ф., Новський В. О., Палачов С. О. Якість електроенергії в системах електропостачання з нелінійними навантаженнями. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2017. 216 с.
77. Стисло Б. О., Яворський Б. І. Дослідження режимів роботи системи «СЕС–BESS–мережа» для об'єктів комерційної нерухомості. Вісник Національного університету «Львівська політехніка». *Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2023. № 1. С. 18–27.
78. IEA. Renewables 2024: Analysis and Forecast to 2030. Paris: International Energy Agency, 2024. 200 p. URL: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>.
79. IRENA. Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook. Abu Dhabi: IRENA, 2023. 60 p. URL: <https://www.irena.org/publications>.
80. European Commission. Nearly Zero-Energy Buildings (nZEB): National Plans. Brussels: EC, 2020. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/nearly-zero-energy-buildings_en.
81. BloombergNEF. Electric Vehicle Outlook 2024. Bloomberg Finance L.P., 2024. URL: <https://bnef.com/insights/30441>.
82. UKERC. Carbon Emission Factors for UK Energy. London: UK Energy Research Centre, 2024. URL: <https://ukerc.ac.uk>.

83. Fraunhofer ISE. Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2022. 68 p.

84. European Environment Agency. CO₂ Intensity of Electricity Generation. Copenhagen: EEA, 2024. URL: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-2>.

85. Ministry of Energy of Ukraine. Electricity generation by source. Kyiv, 2025. URL: <https://mpe.kmu.gov.ua>.

86. Маринчук В.В., Макаревич С.С. Підвищення енергоефективності офісної будівлі шляхом впровадження комбінованої системи електропостачання. Енергоефективний університет: *Матеріали дев'ятої Міжнародної науково-практичної конференції*, Київ, Україна/ ред. І.В. Панасюка. Київський університет технологій та дизайну. Київ, 2025. С. 62-66.

Схема заміщення комбінованої системи електропостачання

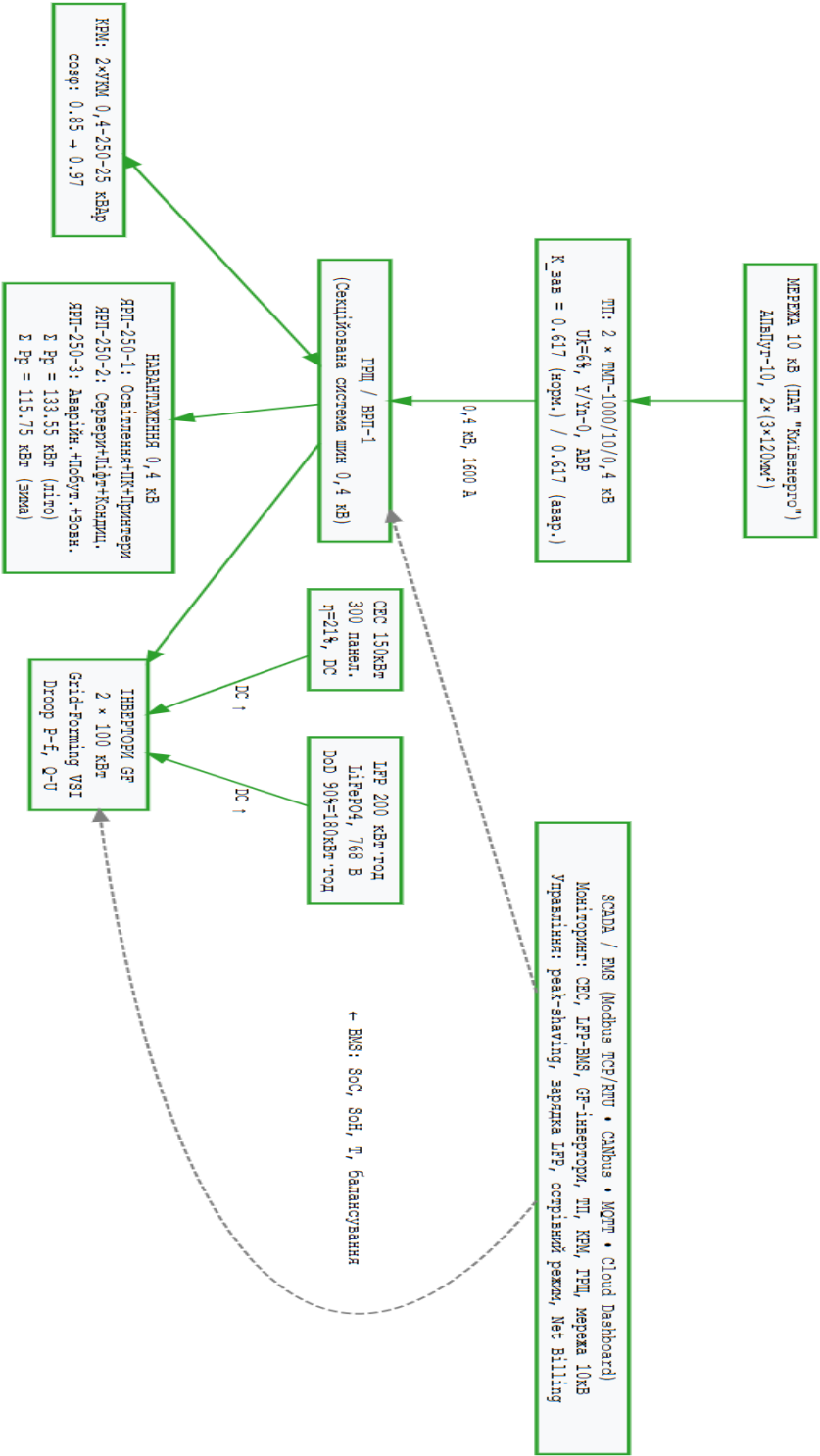




Рис. Б.1. Візуальний вигляд СЕС

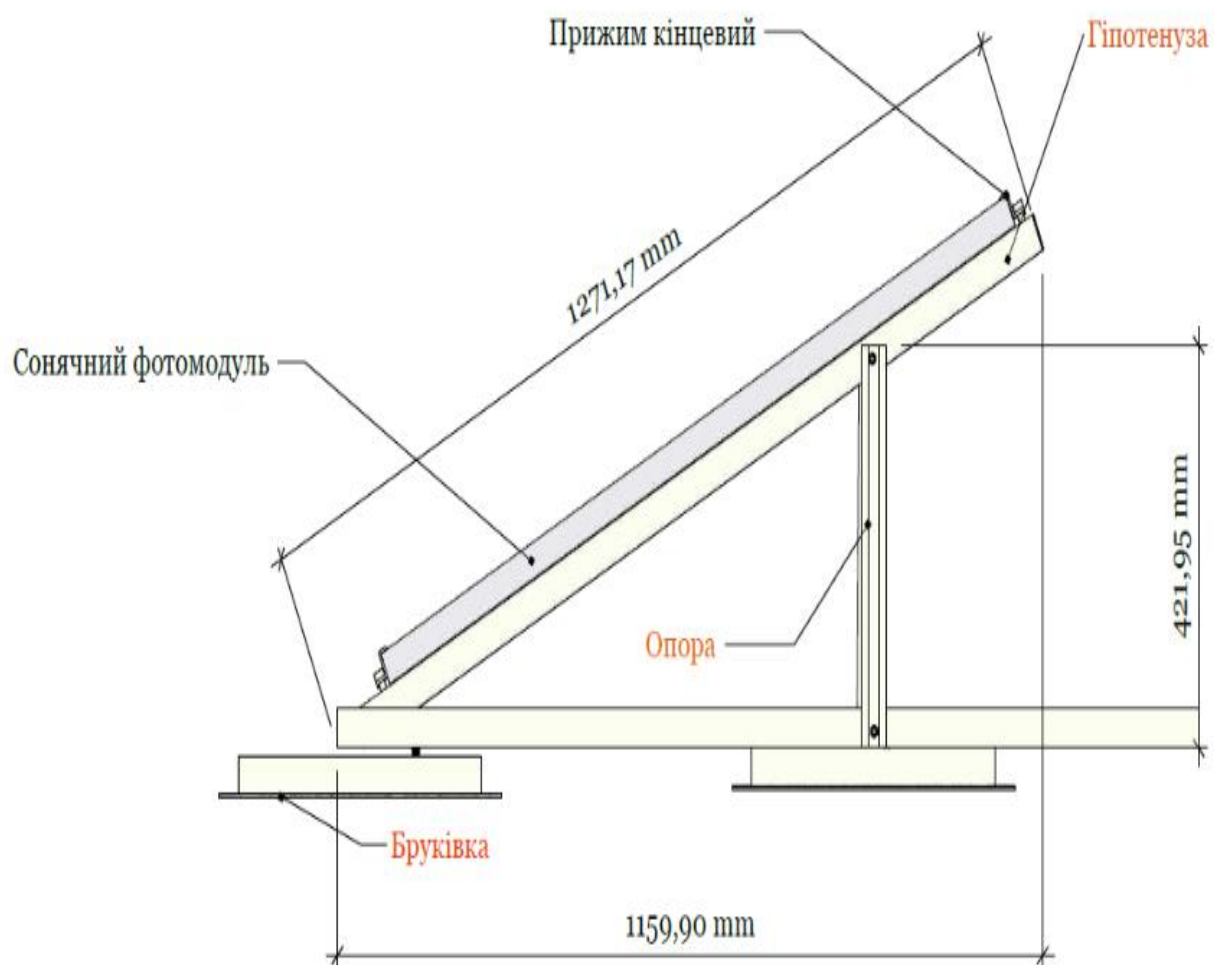


Рис.Б.2.Креслення баластної системи кріплень в альбомному положенні панелей

Ситуаційний план М 1:1000 Системи електропостачання адміністративної будівлі

